



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO - UFRJ
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA - CCMN
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - IGEO
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

Patrícia de Souza Miranda

**ANÁLISE PERMO-POROSA DE ROCHAS CARBONÁTICAS ALBIANAS DE
PARTE DA PEDREIRA CARAPEBA, FORMAÇÃO RIACHUELO DA BACIA DE
SERGIPE**

Trabalho Final de Curso (Geologia)

Apoio:





Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia

**ANÁLISE PERMO-POROSA DE ROCHAS CARBONÁTICAS ALBIANAS DE
PARTE DA PEDREIRA CARAPEBA, FORMAÇÃO RIACHUELO DA BACIA DE
SERGIPE**

Patrícia de Souza Miranda

Trabalho final de Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário para obtenção do grau em Geologia.

Orientador:

Emílio Velloso Barroso
(Departamento de Geologia, UFRJ)

Co-orientador:

Antônio Jorge Vasconcelos Garcia
(Departamento de Geologia, UFS)

**Rio de Janeiro
Fevereiro de 2013**

Miranda, Patrícia de Souza
Análise Permo-Porosa de Rochas Carbonáticas Albianas de
parte Pedreira Carapeba, Formação Riachuelo, da Bacia de
Sergipe/ Patrícia de Souza Miranda. – Rio de Janeiro: UFRJ,
Instituto de Geociências, 2013.
N p.

Trabalho de Conclusão de Curso: Graduação em Geologia –
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências,
Departamento de Geologia.

Orientador: Emílio Velloso Barroso
Co-orientador: Antônio Jorge Vasconcelos Garcia.

Patrícia de Souza Miranda

**ANÁLISE PERMO-POROSA DE ROCHAS CARBONÁTICAS ALBIANAS DE
PARTE DA PEDREIRA CARAPEBA, FORMAÇÃO RIACHUELO DA BACIA DE
SERGIPE**

Trabalho final de Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário para obtenção do grau em Geologia.

Orientador:

Emílio Velloso Barroso

Co-orientador:

Antônio Jorge Vasconcelos Garcia

Aprovada em:

Por:

Prof. Dr. Claudio Bettini

Prof. Dr. Emílio Velloso Barroso

Prof^a. Dra. Jane Nobre Lopes

Dedico este trabalho aos meus pais,
Antonio Cléber e Cristina,
por todo apoio e incentivo de sempre.

Sumário

Agradecimentos.....	vii
Resumo.....	viii
Abstract.....	ix
Lista de figuras.....	x
Lista de tabelas.....	xii
Lista de equações.....	xiii
Lista de Fotomicrografia	xiv
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	15
2. BACIA DE SERGIPE.....	15
3. ÁREA DE ESTUDO.....	19
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	26
5. ROCHAS CARBONÁTICAS.....	28
5.1 POROSIDADE NOS CARBONATOS.....	31
5.2 PETROGRAFIA	32
6. PETROFÍSICA BÁSICA.....	39
6.1 POROSIDADE.....	39
6.2 PERMEABILIDADE.....	40
6.3. MASSA ESPECÍFICA.....	42
6.4 ANÁLISE DA PETROFÍSICA BÁSICA.....	43
7. PRESENÇA DE ARGILOMINERAIS.....	50
8. CONCLUSÕES.....	55
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me dar oportunidades, por despertar em mim força de vontade e colocar em meus caminhos pessoas maravilhosas que contribuem para tornar a caminhada mais prazerosa e com maior aprendizado.

Aos meus pais, Antonio Cleber Miranda e Cristina Aparecida de Souza Miranda, por serem exemplos de vida para mim e meus irmãos. Aos meus irmãos Junior, Letícia e Dalila pelas puxadas de orelha e material de apoio. Ao meu colega Nick Dourado Belém de Oliveira pelo grande incentivo na geologia.

Ao meu orientador Emílio Velloso Barroso pela oportunidade de aprender mais sobre petrofísica básica, rochas carbonáticas e argilomineralogia.

Ao professor Claudio Bettini pelos conselhos, ajuda e estímulos.

Aos professores Aristóteles e Borghi pelos conselhos e ajuda.

Ao meu “anjo da guarda, ”co-orientador, “tiozão” e amigo Antônio Jorge Vasconcelos Garcia por toda a atenção, paciência, dedicação e incentivo na orientação deste trabalho, pelos textos de leitura enviados sempre que solicitados e também por proporcionar idéias filosóficas sobre a vida.

A minha amiga “anja da guarda” Jane Nobre Lopes, pelas explicações, discussões científicas, pela ajuda, pelos ensinamentos, pelos “500 giga” de materiais para leitura e conselhos para a realização deste trabalho.

A professora Helena pelas ajudas nas descrições da argilomineralogia.

Ao meu amigo Rafael Sathler por toda atenção e por dispor seu tempo em me ajudar com os ensaios e descrições da argilomineralogia realizados neste trabalho.

Ao meu amigo Christiano pela ajuda no Corel com os difratogramas.

Ao meu amigo Rafael Ribeiro pelas explicações físicas, matemáticas e religiosas.

A minha amiga Luma Botelho de Souza pela ajuda e conselhos dados durante toda a graduação.

Aos técnicos do laboratório de Petrofísica Básica do Cenpes, Leandro e Nelita

Aos técnicos dos laboratórios da universidade Osório e Tarciso.

Ao Wal e ao Aluísio por toda árvore plantada nos momentos embaraçosos.

Aos amigos Sebastião Guilherme, Thiaguim Teves, Stephanie Senderowitz, Francis Pimentel, Liana Rocha, Wendel Barbosa, Felipa Pereira, Thayla Almeida, Sérgio Nogueira, Deborah Benevenuto....

Resumo

MIRANDA, Patrícia de Souza. Análise Permo-Porosa de rochas carbonáticas albianas de parte da Pedreira Carapeba, Formação Riachuelo da Bacia de Sergipe. Rio de Janeiro, 2013. 50p. Trabalho Final de Curso (Geologia)-Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Este trabalho é voltado para o estudo de petrofísica básica de dois níveis de rochas carbonáticas pertencentes à Pedreira Carapeba, Formação Riachuelo (Membro Maruim) da Bacia de Sergipe. Para tanto foram coletadas amostras de rochas carbonáticas de 2 níveis da pedreira (níveis 2 e 5) e o material amostrado submetido a ensaios petrofísicos, descrição de lâminas delgadas e difratometria de Raios-X para definir a possível presença de argilominerais. Para os ensaios em laboratório foram confeccionados plugues das amostras, as quais foram retiradas de dois níveis separados entre si por uma distância de aproximadamente 17,5m. Petrograficamente o nível 2 é um calcarenito dolomítico, texturalmente um packstone a grainstone heterogêneo, que pontualmente apresenta áreas lamosas e contaminação por terrígenos; a porosidade observada nesse nível é *pequena e não fabric*-seletiva. O nível 5 é composto por um calcarenito, texturalmente um *grainstone* mas com maior contaminação por terrígenos do que o nível 2; a porosidade presente no nível 5 tem melhor distribuição que a observada no nível 2 no entanto as áreas porosas são muito menores; ambas as amostras de rochas carbonáticas apresentam um arcabouço fechado, com muito baixa porosidade. Os ensaios petrofísicos foram realizados no Laboratório de Experimentos em Mecânica e Tecnologia das Rochas da Universidade Federal do Rio de Janeiro e no Laboratório de Petrofísica Básica da Petrobras/ Cenpes. Cálculos de porosidade, massa específica aparente seca e saturada e permeabilidade foram realizados. Comparados entre si, ambos mostraram que os níveis apresentam valores de porosidade e permeabilidade muito baixos, não apresentando características de reservatórios. O conteúdo de argilomineral foi considerado pequeno e pode resultar da alteração de grãos terrígenos, especialmente feldspatos ou estar relacionada às áreas lamosas observadas no nível 2. Os resultados obtidos nos ensaios petrofísicos que mostram baixa porosidade e/ou permeabilidade são corroborados e explicados pelas observações efetuadas nas lâminas delgadas.

Abstract

MIRANDA, Patrícia de Souza. Analysis of Permo-porosity in part of Albian carbonates rocks of Carapeba quarry, Riachuelo Formation in Sergipe Basin. Rio de Janeiro, 2013. 50p. Trabalho de conclusão de curso. Instituto de Geociências-Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

This work is intended to study the basic petrophysics properties of the two levels of carbonate rocks of the Carapeba quarry (levels 2 and 5) which belongs to the Riachuelo Formation, Maruim Member of the Sergipe Basin and located in the Northeast region of Brazil. In order to obtain the best results from the collected samples, plugs were prepared to perform petrophysical analysis as well as thin sections, to perform petrographic studies of the sampled rocks; analyses to determine the possible presence of clay minerals were also performed. The sampled levels are separated from each other by approximately 17,5m. The level 2 is a dolomitic limestone containing also terrigenous grains; texturally the samples are packstones to grainstones; thin sections of this level exhibit low-porosity non fabric selective. The limestone from level 5 has higher porportion of terrigenous sediment than the level 2, especially quartz and feldspar; texturally the limestone is a grainstone. The porosity contained in the level 5 is better distributed than in the level 2, however the vugs are smaller. The samples of both levels do not exhibit in thin section an open framework. Petrophysical analyses were performed in the Laboratório de Experimentos em Mecânica e Tecnologia das Rochas (LEMETRO) at the Universidade Federal do Rio de Janeiro and in the Laboratório de Petrofísica Básica at Petrobras/Cenpes. Calculations of porosity, dry and saturated density and permeability were done. The results showed that the studied levels exhibit values of low porosity and permeability and they have no characteristics of reservoir rocks. In this study, the clay mineral content is low and considered as possibly resulting from the presence associated with muddy areas observed in the thin sections of the level 2 or result from alteration of terrigenous minerals, mainly feldspars. Petrophysical as well as petrographic results match each other and may explain the low porosity and permeability of the studied samples of the levels 2 and 5.

Lista de Figuras

Figura 1	Localização da bacia de Sergipe-Alagoas. (Garcia et.al. 2011).	16
Figura 2	Posição paleogeográfica dos continentes africano e sul-americano e do Atlântico Sul primitivo no Albiano. ASM- Atlântico Sul Meridional, ASC- Atlântico Sul Central. (Falcone, apud Azevedo, 2004).	17
Figura 3	Localização da Pedreira Carapeba. (Rangel, 2002).	19
Figura 4	Perfil sedimentológico da Pedreira Carapeba. As linhas horizontais contínuas representam os limites das parassequências (Rangel, 2002).	21
Figura 5	Delimitação dos níveis 3, 4 e 5 na Pedreira Carapeba. (Garcia et.al 2011)	23
Figura 6	Delimitação dos níveis 1 e 2 na Pedreira Carapeba. (Garcia et.al 2011)	24
Figura 7	Delimitação dos níveis 1 e 2 na Pedreira Carapeba. (Garcia et.al 2011)	25
Figura 8	Difratômetro Rigaku - Termoflex(Alamino, apud Atahides, 2002).	23
Figura 9	Classificação de Folk (1959) calcários	27
Figura 10	Classificação de Dunham (1962) para calcários.	29
Figura 11	Classificação da porosidade. A porosidade é expressa pela cor azul escuro (Choquette & Pray 1970).	30
Figura 12	Curvas de permeabilidade efetiva <i>versus</i> saturação de água (Thomas, 2011)	40
Figura 13	Curvas de permeabilidade relativa <i>versus</i> saturação de água (Thomas, 2011)	41
Figura 14	Porosímetro e permeâmetro <i>Corelab</i> , modelos <i>UltraPore 400</i> e <i>UltraPerm 400</i> , respectivamente. (Silva JR, 2011)	45
Figura 15	Câmera externa (onde fica a amostra) conectada ao porosímetro. (Silva JR, 2011)	46
Figura 16	Ilustração das câmaras interna e externa com a pressão de confinamento aplicada à amostra. (Silva JR, 2011).	48
Figura 17	Célula hidrostática para plugues de 1,5``à direita e bomba	48

pressurizadora à esquerda. (Silva JR, 2011).

Figura 18	Etapas de moagem das rochas e preparação de lâmina delgada pelo método pó.	51
Figura 19	Difratogramas das amostras totais dos níveis 2 e 5 mostrando os carbonatos. (C= calcita)	53
Figura 20	Mineralogia das argilas do nível 2. (Qtz = quartzo, Fd = feldspato, I = illita, Ka = caulinita, I-S regular = illita-esmectita interestratificado).	54
Figura 21	Mineralogia das argilas do nível 5. (Qtz = quartzo, I = illita, Ka = caulinita).	54

Lista de tabelas

Tabela 1	Valores das medidas dos plugues.	44
Tabela 2	Valores de massa seca e saturada, porosidade, massa específica seca e saturada.	44
Tabela 3	Valores calculados no Laboratório de Petrofísica básica do Cenpes.	50

Lista de equações

Equação 1	Porosidade	39
Equação 2	Permeabilidade	41
Equação 3	Massa específica dos sólidos	42
Equação 4	Massa específica aparente seca	42
Equação 5	Massa específica aparente saturada	43
Equação 6	Porosidade aparente ()	43
Equação 7	Gases Perfeitos	46
Equação 8	Equação que relaciona pressão e volume	46
Equação 9	O volume de sólidos ()	47
Equação 10	Massa específica dos sólidos ()	47
Equação 11	Volume poroso ()	47
Equação 12	Porosidade efetiva	49
Equação 13	Permeabilidade aparente	49
Equação 14	Área da face do plugue	49
Equação 15	Fator de correção de <i>Klinkenberg</i>	49

Lista de Fotomicrografia

Fotomicrografia 01	Calcarenito com textura variando entre <i>packstone</i> a <i>grainstone</i> do nível 2 constituído de pseudoóólitos, que são oólitos sem capas concêntricas preservadas (setas verdes), agregados (setas laranjas) e diversos bioclastos (seta amarela) . Franja isópaca incipiente ao redor de alguns aloquímicos (setas vermelhas).	34
Fotomicrografia 02	Calcarenito dolomítico do nível 2 com cristais de dolomita euhedral apresentando núcleos corroídos (setas).	35
Fotomicrografia 03	Dissolução aleatória do nível 2. Parte <i>packstone</i> do calcarenito dolomítico, evidenciada pela presença de lama carbonática (seta amarela). São observados vugs não cimentados (seta vermelha), dolomitas com núcleos corroídos (seta laranja) e dissolução pós dolomitização (seta rosa).	36
Fotomicrografia 04	Textura <i>grainstone</i> do calcarenito quartoso do nível 5 com oncólitos (seta amarela), agregados (setas rosas) e intraclastos (seta vermelha).	37
Fotomicrografia 05	O calcarenito do nível 5 é texturalmente um <i>grainstone</i> . Apresenta porosidade bem homogênea, distribuída por toda a lâmina (setas).	38

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Esta monografia tem por finalidade a caracterização de dois níveis de rochas carbonáticas da Pedreira Carapeba, pertencente ao Membro Maruim da Formação Riachuelo, Albiano da Bacia de Sergipe. A Bacia de Sergipe é de idade meso-cenozóica, de margem distensiva e está localizada no litoral nordeste brasileiro. Sua história evolutiva é relacionada à abertura do Atlântico Sul, com a fragmentação do supercontinente Gondwana. Assim como as demais bacias da margem leste do Brasil, sua fase marinha é definida por plataformas carbonáticas durante o Albiano, sendo na Bacia de Sergipe representado pelas Formações Riachuelo e Cotinguiba.

Este trabalho tem por base ensaios petrofísicos, e para tanto descreve a relação entre porosidade e permeabilidade encontrada nos carbonatos, sobretudo com relação às formas de conectividade dos seus poros, a fim de compreender quais dos parâmetros do meio poroso afetam mais significativamente a permeabilidade e o fluxo de fluidos. Estes testes foram acompanhados do estudo petrográfico dos materiais amostrados.

A importância deste trabalho decorre do fato de que as propriedades permo-porosas de uma rocha controlam o fluxo de fluidos dentro das mesmas e, por isso, o estudo dessas propriedades é de considerável importância para que uma rocha possa ser considerada como reservatório.

2. BACIA DE SERGIPE

A Bacia de Sergipe apresenta-se alongada na direção NE, com aproximadamente 350 km de comprimento e 35 km de largura (12.620 km²) na porção terrestre, pequena parte de uma bacia sedimentar que totaliza 44.370 km² (Figura 1).

Sua história evolutiva é relacionada à abertura do Atlântico Sul, com a fragmentação do supercontinente Gondwana, a partir do Neo-Jurássico Superior a Eocretáceo (Rangel, 2002).

Assim como as demais bacias da margem leste do Brasil, sua fase marinha é representada por plataformas carbonáticas desenvolvidas durante o Albiano,

estando representadas na Bacia de Sergipe pelas Formações Riachuelo e Cotinguiba. A delimitação da Bacia de Sergipe-Alagoas se dá a nordeste pelo Alto de Maragogi, separando-a da Bacia de Pernambuco-Paraíba, e a sudeste pelo sistema de falhas Vaza-Barris, que a separa da Bacia de Jacuípe. A Bacia de Sergipe e a Bacia de Alagoas são separadas entre si pelo alto de Japoatã, situado no domo de Igreja Nova, por onde passa Rio São Francisco.

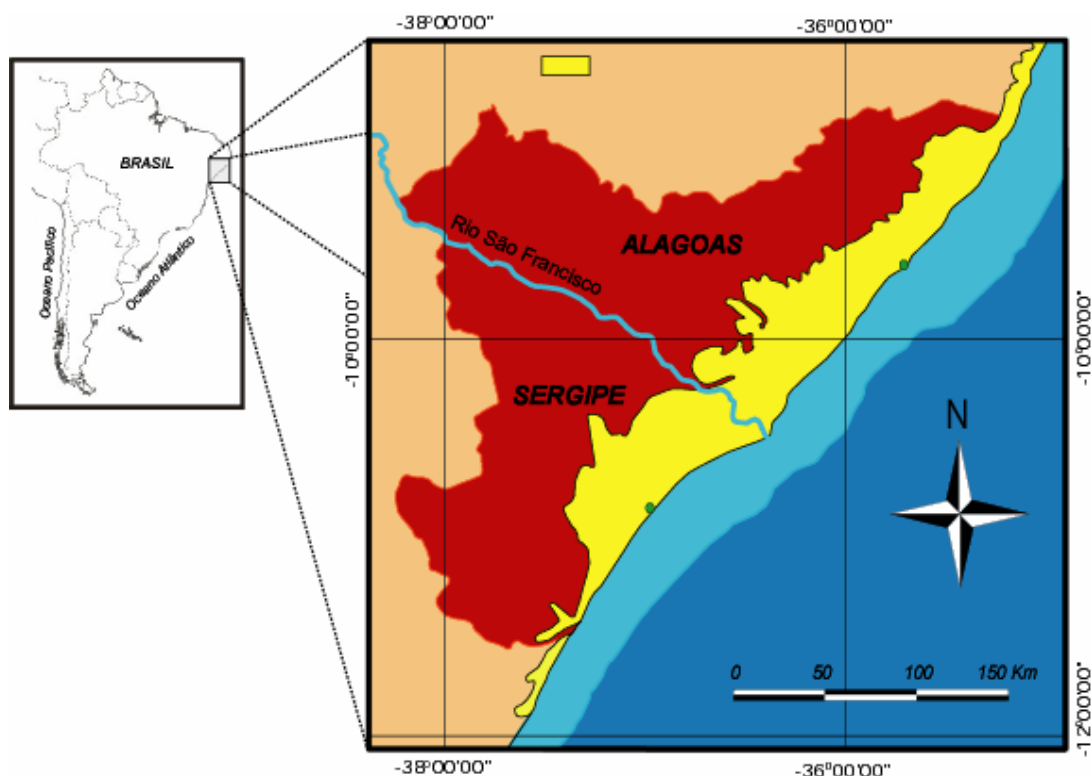


Figura1: Localização da bacia de Sergipe-Alagoas. (Garcia et.al. 2003)

O embasamento da Bacia de Sergipe é formado por rochas metamórficas proterozóicas pertencentes aos grupos Miaba e Vaza-Barris (Moraes Rego, *apud* Neto et. al, 2007). A evolução tectono-sedimentar da bacia, segundo Ponte e Asmus (1976), é constituída de seqüências deposicionais correlacionáveis aos estágios evolutivos que ocorreram nas bacias de margem leste brasileira e que culminaram com a formação do Atlântico sul (Figura 2).Essas seqüências deposicionais constituem episódios distintos de tectonismo e sedimentação e foram classificados como representando fases sinéclise, pré-rifte, rifte, pós-rifte e drift.

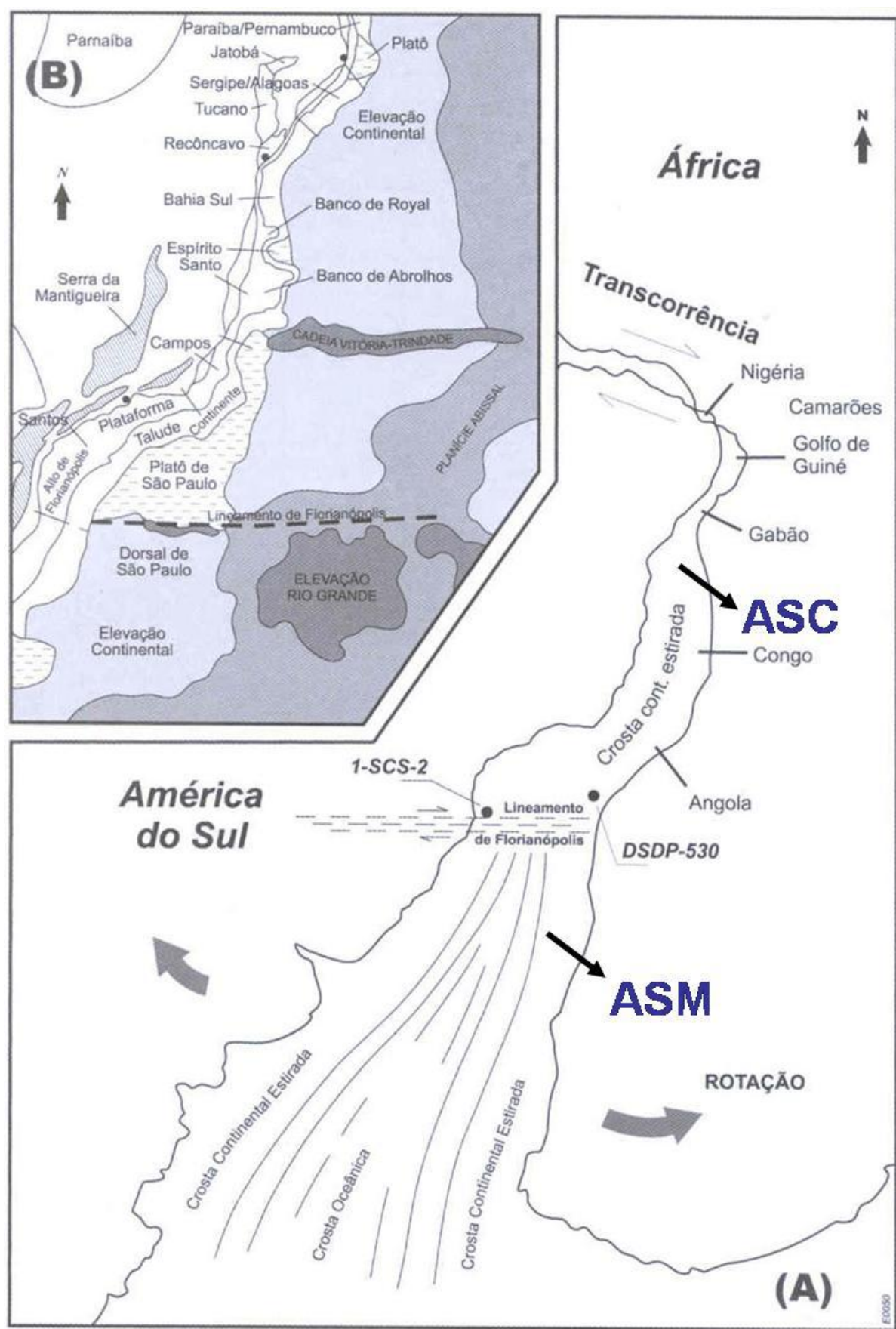


Figura 2: Posição paleogeográfica dos continentes africano e sul-americano e do Atlântico Sul primitivo no Albiano. ASM- Atlântico Sul Meridional, ASC- Atlântico Sul Central. (Azevedo, *apud* Falcone, 2006).

Com relação às sequências deposicionais, Neto *et al.* (2007) descrevem cinco supersequências deposicionais relacionadas às seguintes fases:

- Supersequência Paleozóica (sinéclise), na qual ocorre sedimentação sobre o embasamento cambriano em condições intracratônicas;
- Supersequência Pré-Rifte, a qual é caracterizada por estabilidade tectônica e sedimentação sob influência lacustre e flúvio-deltaica;
- Supersequência Rifte, caracterizada por sedimentação em ambiente continental e marinho restrito;
- Supersequência Pós-Rifte, quando ocorre a primeira grande incursão marinha;
- Supersequência Drifte, caracterizada por condições marinhas restritas que posteriormente passam a mar aberto; nesse segundo estágio ocorre a deposição da Formação Riachuelo, intervalo ao qual pertencem as rochas carbonáticas da Pedreira Carapeba.

Durante o Albiano Superior observa-se em Sergipe uma progressiva tendência a um raseamento, opondo-se à tendência geral de aprofundamento da margem continental brasileira naquela época (Koutsoukos & Dias-Brito, *apud* Falcone, 2006). Os afloramentos do Albiano Superior, do Membro Maruim (Formação Riachuelo) na área sudoeste são representados, segundo Rangel (2002), por calcarenito oolítico/oncolítico bioclástico, com menor intercalação de lama carbonática e marga, depositada em ambiente lagunar e nerítico raso.

No fim do Albiano ocorre na porção SW da Bacia de Sergipe um raseamento da coluna de água, possivelmente devido a um soerguimento local do embasamento. A porção emersa soergue e *ooffshore* revela uma leve tendência de raseamento.

A atividade halocinética foi de baixa intensidade e se desenvolveu mais positivamente a partir do Albiano tardio (Ojeda & Fugita *apud* Falcone, 2006). Essa movimentação do sal é considerada uma resposta à alta pressão litostática provocada pelo Membro Angico, reacomodando o sal e gerando domos e quilhas. Esses domos provocam um raseamento da plataforma, criando condições para o surgimento dos calcarenitos peloidais do Membro Maruim da Formação Riachuelo posteriormente.

3. ÁREA DE ESTUDO

A Pedreira Carapeba, alvo desta pesquisa, está localizada entre os municípios de Riachuelo e Laranjeiras, próximo a Aracaju (Figura 3). O acesso ao local se dá pela rodovia BR 101, sentido Alagoas. Na região predominam altitudes inferiores a 100 metros, com morrotes e colinas que apresentam vegetação arbustiva baixa.

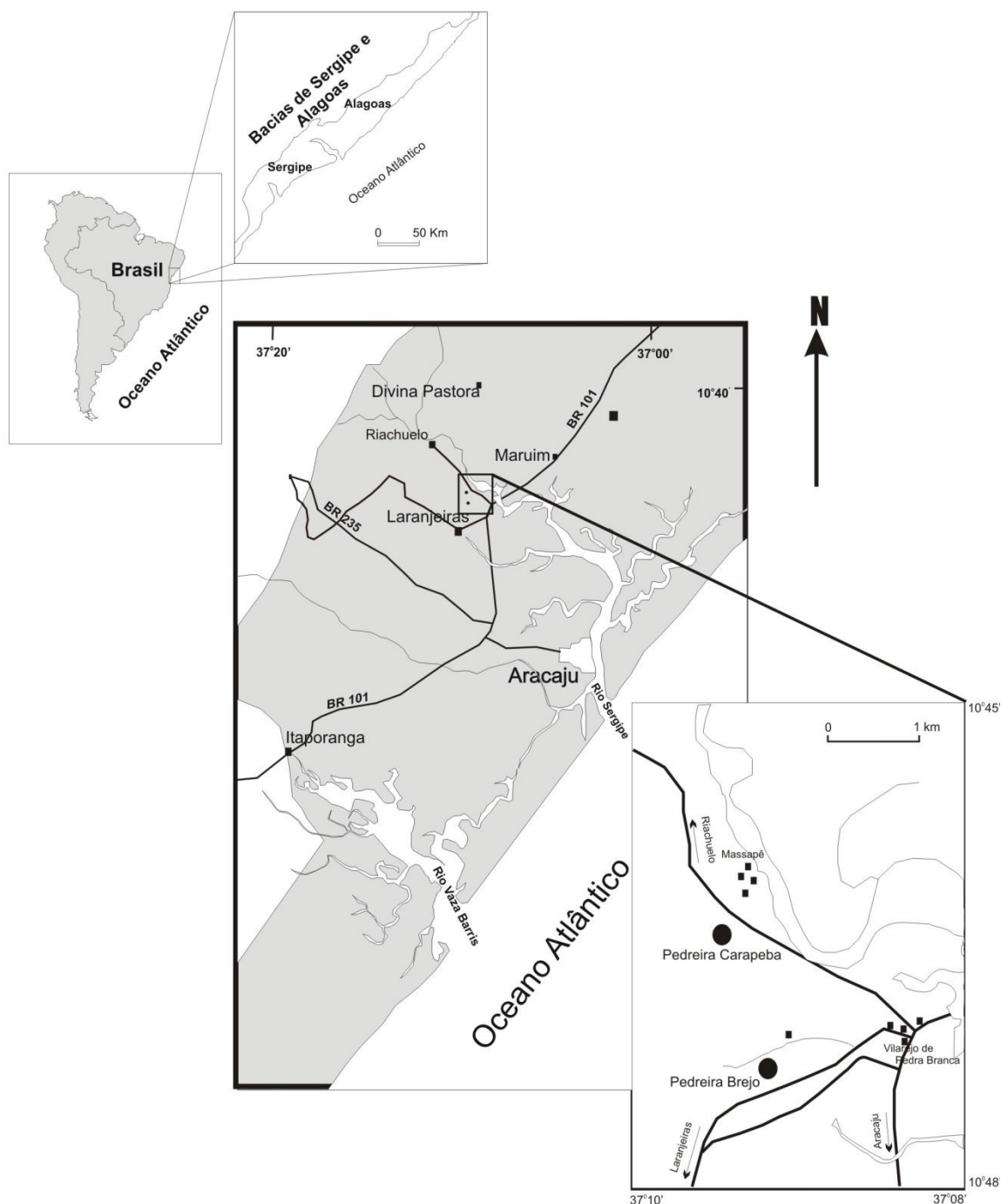


Figura 3: Localização da Pedreira Carapeba. (Rangel, 2002).

Nessa área, a Formação Riachuelo apresenta inicialmente deposição de sedimentos finos, sob condições marinhas restritas, passando posteriormente a sedimentação em mar aberto, quando ocorre a implantação de uma plataforma carbonática ampla e rasa (Rangel, 2002).

Na Pedreira Carapeba as litologias do Membro Maruim representariam cinco ciclos deposicionais (Rangel 2002) iniciados por sucessivos eventos transgressivos que resultaram na formação de parassequências, as quais foram depositadas em ambientes progressivamente mais rasos para o topo. Para o autor acima citado, cada parassequência representaria um ciclo de sedimentação.

A Figura 4 mostra o perfil sedimentológico da pedreira em estudo.

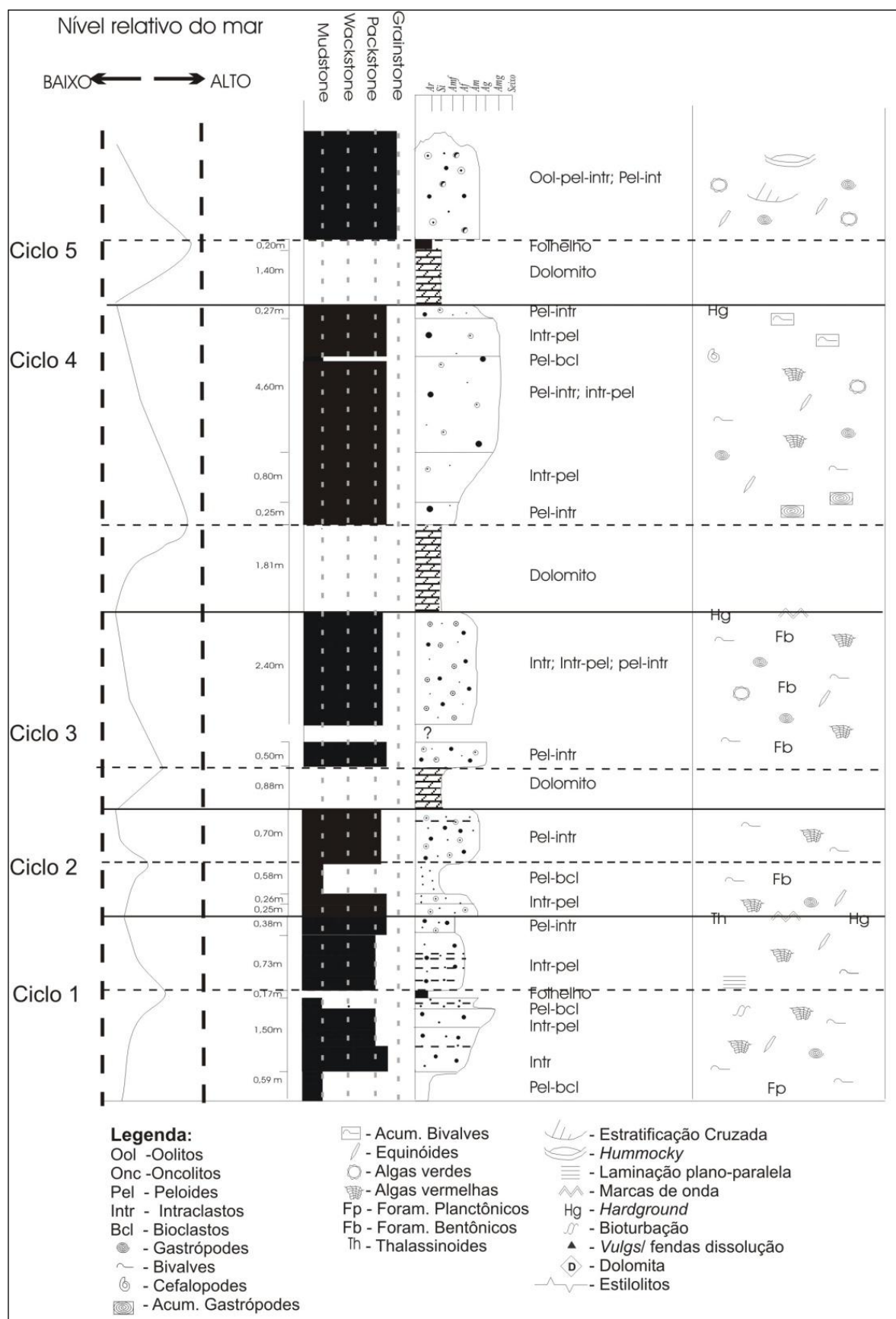


Figura 4: Perfil sedimentológico da Pedreira Carapeba. As linhas horizontais contínuas representam os limites das parassequências (Rangel, 2002).

Os níveis pesquisados para esta monografia são denominados 2 e 5, são parte respectivamente dos ciclos 2 e 5 de Rangel (2002), como mostrado nas figuras 5, 6 e 7. Ainda segundo esse autor, o nível 2 é constituído por *grainstone/packstones* intraclásticos-peloidais contendo alguns oólitos e oncólitos e *mudstones* peloidais e bioclásticos.

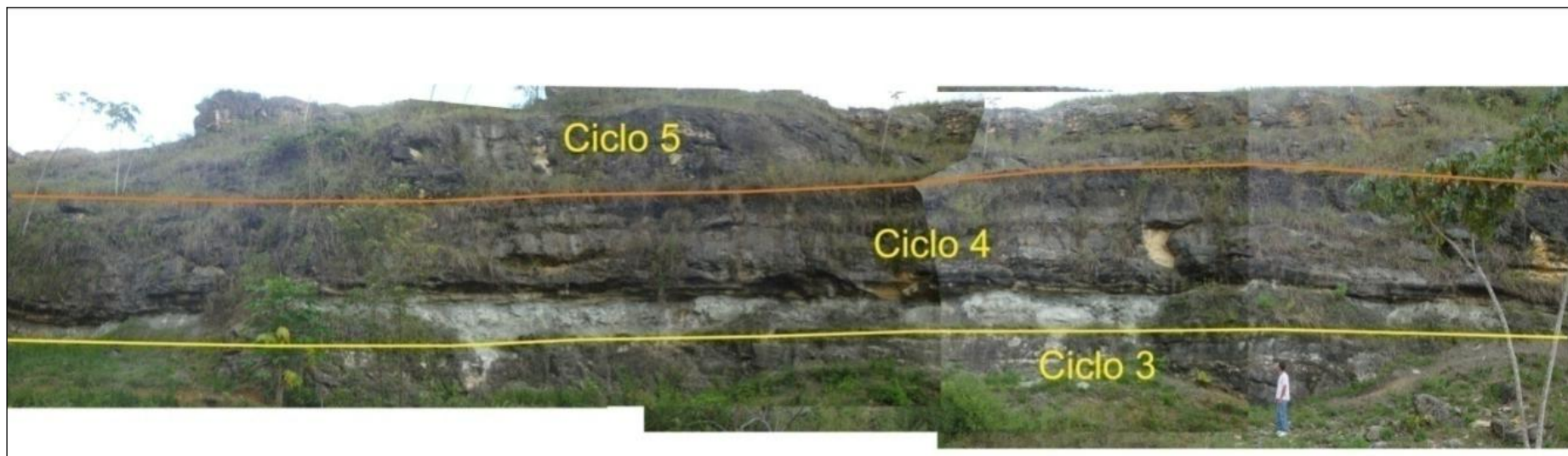


Figura 5: Delimitação dos níveis 3, 4 e 5 na Pedreira Carapeba. (Garcia *et.al* 2011).

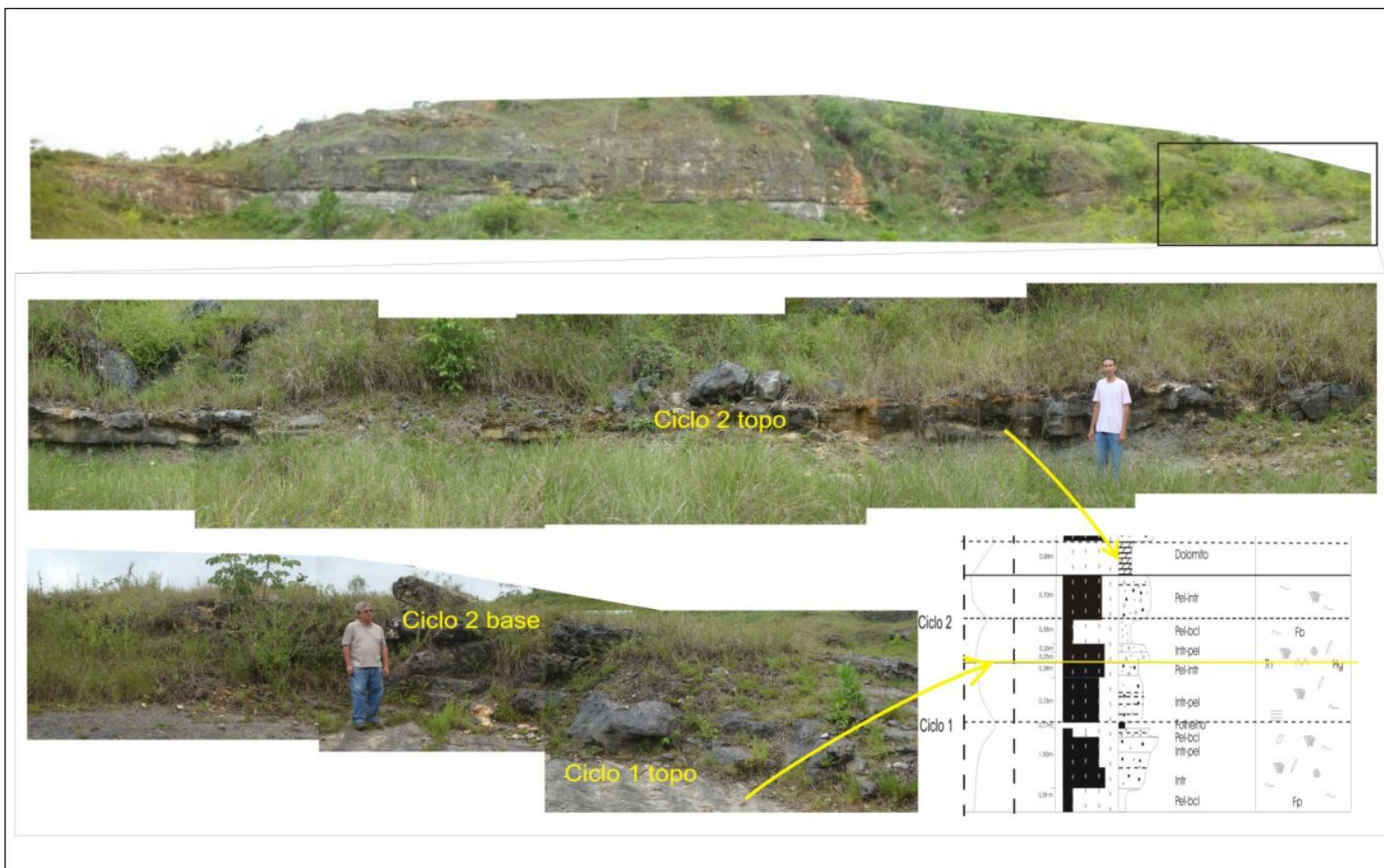


Figura 6: Delimitação dos níveis 1 e 2 na Pedreira Carapeba. (Garcia *et.al* 2011)

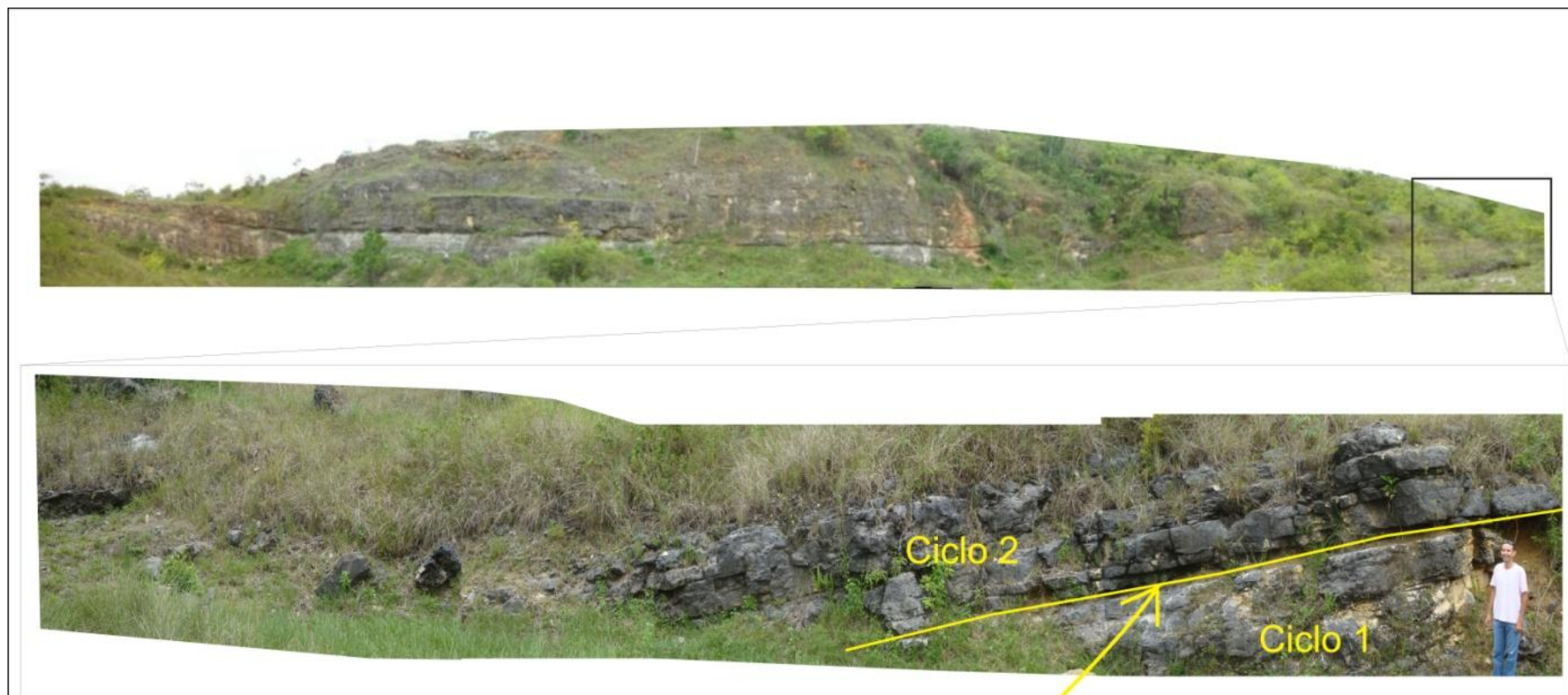


Figura 7: Delimitação dos níveis 1 e 2 na Pedreira Carapeba. (Garcia *et.al* 2011)

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Durante as pesquisas foram desenvolvidos levantamentos bibliográficos, trabalhos de campo, de laboratório e finalmente o tratamento dos dados obtidos.

A pesquisa bibliográfica teve enfoque amplo para o correto entendimento do tema, com leituras sobre a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Sergipe, ambientes deposicionais, sedimentologia e diagênese de carbonatos, e mais especialmente temas relacionados à permeabilidade e porosidade de rochas carbonáticas.

O trabalho de campo efetuado na Pedreira Carapeba constou basicamente da coleta de amostras, apoiada no trabalho de Rangel (2002), para posteriores análises de laboratório.

Com as amostras coletadas foram confeccionados plugues para as análises de petrofísica básica. A princípio foram feitos os testes para determinação da massa específica aparente (seca e saturada) e porosidade aparente no Laboratório de Experimentos em Mecânica e Tecnologia das Rochas (LEMETRO) da Universidade Federal do Rio de Janeiro, segundo as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT- NBR 12766). Neste método, o volume de poros é obtido a partir da saturação da amostra e o volume total é calculado a partir das dimensões (diâmetro e altura) medidas com paquímetro. Em seguida, para fins de comparação dos resultados encontrados, foram realizados ensaios Laboratório de Petrofísica Básica do CENPES- Petrobras, aplicando técnica que se utiliza da lei de Boyle para a obtenção do volume de sólidos, e a utilização de paquímetro para medidas do diâmetro e altura do plugue, para o posterior cálculo do volume total. Os procedimentos de petrofísica básica estão de acordo com as recomendações práticas do *American Petroleum Institute* (API-RP, 1998).

Foram ainda confeccionadas lâminas delgadas, as quais foram descritas e tratadas com Alizarina Red- S em HCl a 2% para a identificação de dolomita. Através das lâminas pôde-se classificar a rocha.

A mineralogia da fração argila foi efetuada no Laboratório de Via Úmida e no de Difração de Raios-X, ambos no Departamento de Geologia da UFRJ. A Difractometria de raios-X foi feita com o uso de um difratômetro da marca Rigaku, modelo

Geigerflex-2013, com contador proporcional, voltagem de 40 KV, amperagem de 30 mA, tubo de cobre de 1,5 KW, e velocidade de 4s (Figura 8).



Figura 8: Difratorômetro Rigaku - Termoflex (Alamino *apud* Atahides, 2002).

5. ROCHAS CARBONÁTICAS

Os carbonatos presentes na área de estudo da pedreira Carapeba são detríticos, não havendo menção a bioconstruções.

Petrograficamente, os calcários detríticos são constituídos por grãos, matriz e cimento. Os grãos são denominados aloquímicos e podem ser esqueletais, nesse caso denominados bioclastos, ou não esqueletais, quando podem constituir grãos envelopados, por exemplo: oólitos, pisólitos e oncólitos, pelóides, agregados e clastos, os quais podem ser intraclastos ou extraclastos.

Segundo Folk(1959), os intraclastos são fragmentos de calcários, em geral pouco consolidados, provenientes de áreas adjacentes, que foram erodidos e redepositados, inclusive sob a ação de tempestades.

Os oólitos são grãos envelopados, formados por capas concêntricas de carbonato de cálcio, as quais que podem exibir microestrutura radial, tangencial ou aleatória; o núcleo pode ter composição variável como quartzo, bioclastos, etc.

Os oncólitos exibem laminações concêntricas, mas são irregulares e têm importante contribuição microbiana; o núcleo, como nos oólitos, pode ter composição variável.

Os bioclastos são carapaças de organismos ou fragmentos dos mesmos; podem ter outra composição que não carbonato de cálcio.

A matriz é constituída por lama carbonática densa, no geral micrítica. O termo micrita é utilizado para calcários formados por partículas menores que 4 μ m. Já o termo geral lama carbonática engloba materiais de granulometria silte e argila. A micrita pode resultar de precipitação química e/ou bioquímica ou da abrasão de calcários preexistentes, é um problema em aberto. Folk (1962) utiliza micrita para definir a matriz de um calcário como microcristalina e é um elemento-chave nas classificações por ele criadas.

As classificações de Folk (1959, 1962) são baseadas nos principais componentes dos calcários, isto é, aloquímicos, matriz e cimento. Os aloquímicos podem ser intraclastos, oólitos, bioclastos ou pelóides; a presença ou ausência de matriz também define a designação petrográfica do calcário, como se observa na Figura 9.

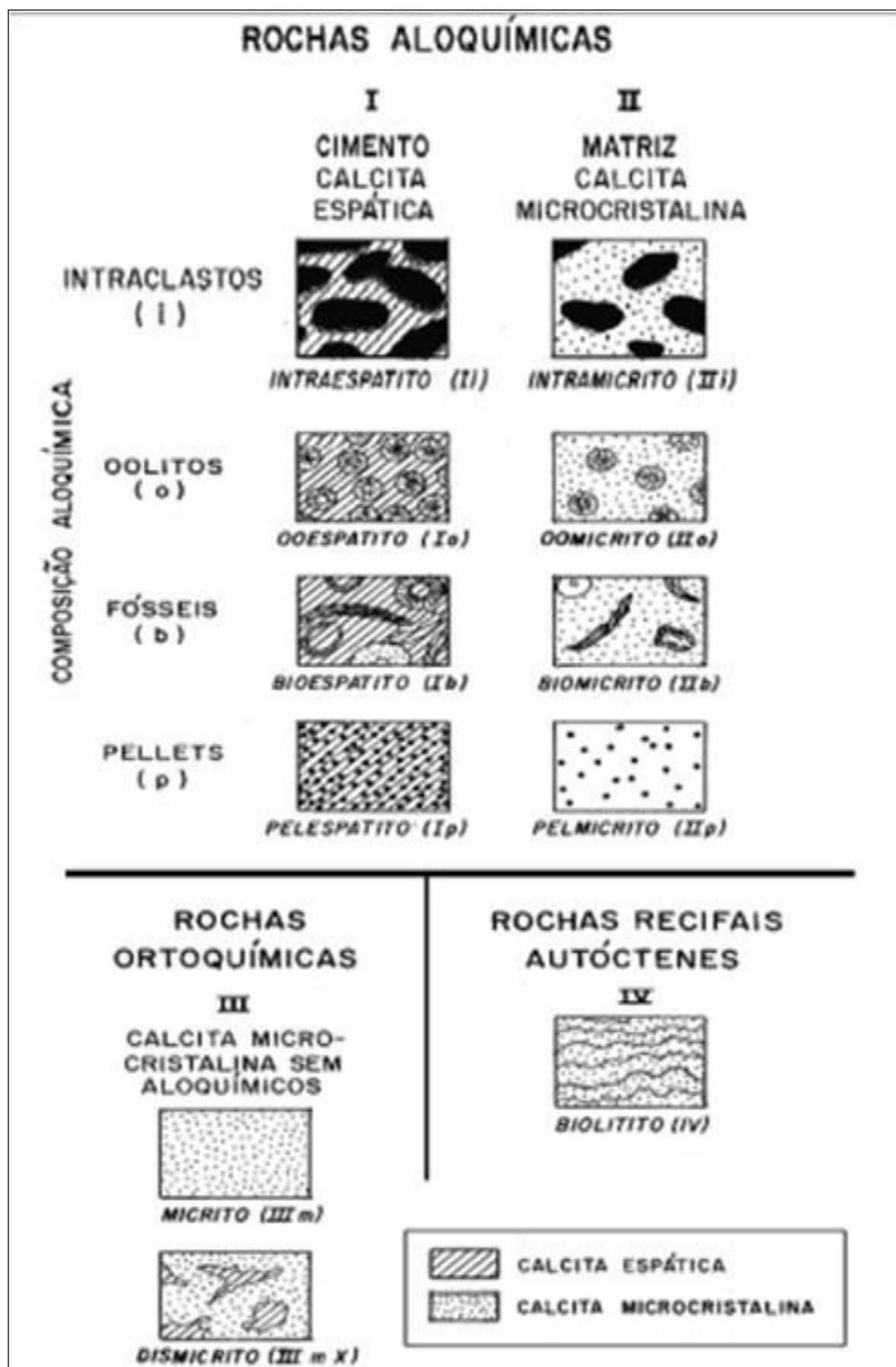


Figura 9- Classificação de calcários (Folk, 1959 *apud* Figueiredo, 2011).

A Classificação de Dunham (1962) é muito utilizada quando ocorre preservação da textura original dos calcários porque permite inferências sobre a energia do ambiente onde foram formados. As classificações de Folk (1959 e 1962) não permitem.

A Figura 10, abaixo mostra os principais tipos petrográficos definidos por Dunham (op. cit.).






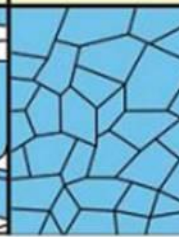
TEXTURA DEPOSICIONAL RECONHECÍVEL					Textura deposicional não-reconhecível
Componentes originais não-ligados durante a deposição				Componentes originais ligados durante a deposição	
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)			Sem matriz, grão-suportado		
Suportado pela matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
					

Figura 10 - Classificação de calcários (Dunham, 1962 *apud* Figueiredo, 2011).

Carbonatos, por serem susceptíveis a mudanças químicas, são afetados por processos diagenéticos desde a deposição dos sedimentos até o início do metamorfismo. Processos diagenéticos podem mascarar em maior ou menor grau as feições originais dos carbonatos; em casos extremos, podem apagar todo o registro original. Os principais processos diagenéticos que afetam as rochas carbonáticas são: micritização microbiana (sempre precoce) compactação (física e/ou química: sob soterramento), cimentação, dissolução, silicificação e dolomitização (podem ser precoces e/ou tardios) e neomorfismo (tardio, sob soterramento).

Processos diagenéticos, por promoverem transformações nas rochas carbonáticas, podem afetar a porosidade/permeabilidade das mesmas; em

consequência a porosidade/permeabilidade importante em rochas carbonáticas é a secundária, e não a deposicional, como ocorre com as rochas terrígenas.

.1 Porosidade nos carbonatos

Segundo Choquette & Pray (1970), a porosidade em rochas carbonáticas pode ser classificada como *fabric-seletiva*, *não fabric-seletiva* ou *fabric-seletiva* ou não (Figura 11).

A porosidade *fabric-seletiva* está relacionada à textura primária da rocha; a porosidade *não fabric-seletiva* não está ligada à textura deposicional da rocha, estando mais relacionada, por exemplo, a eventos que afetam posteriormente as rochas, como a dissolução de carbonatos ao longo de fraturas, o que facilita a formação de canais, *vugs*, etc, como mostrado na figura 11. A porosidade denominada de *fabric-seletiva* ou não pode ou não estar relacionada a padrões texturais primários ou secundários das rochas carbonáticas.



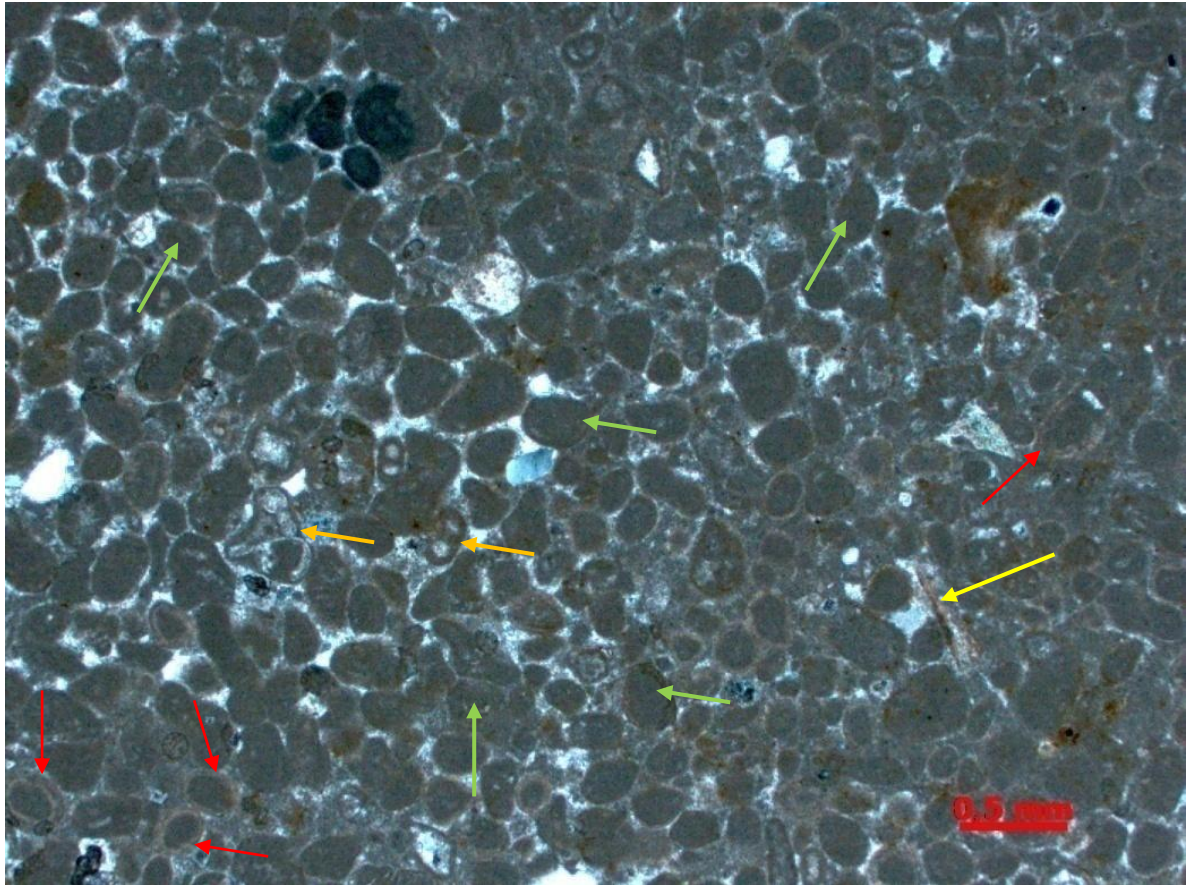
Figura 11: Classificação da porosidade. A porosidade é expressa pela cor azul claro (Choquette&Pray, 1970 *apud* Figueiredo, 2011).

5.2 Petrografia

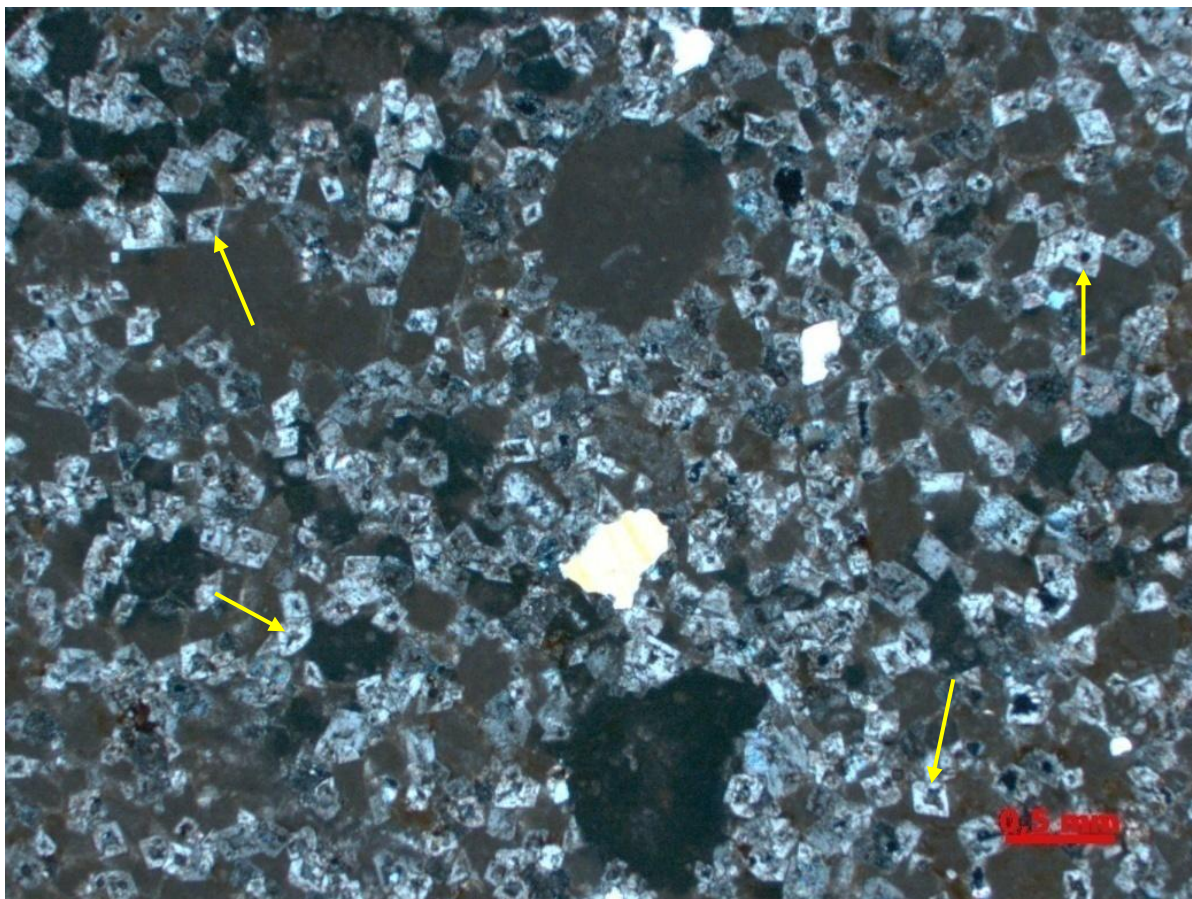
As lâminas delgadas das amostras coletadas no nível 2 são semelhantes e representam um calcarenito dolomítico. O calcarenito apresenta arcabouço fechado e granulação areia média no geral. Em algumas áreas das lâminas observa-se a presença de lama, mas em outras não, por isso, segundo a classificação de Dunham, texturalmente a rocha é um *packstone* a *grainstone* constituído por oólitos, pseudoóólitos (oólitos que não apresentam capas concêntricas bem preservadas), agregados e bioclastos diversos (Fotomicrografia 01). Em áreas onde não ocorre lama carbonática (partes *grainstones*) observa-se ao redor de alguns aloquímicos uma franja isópaca incipiente (Fotomicrografia01); é um cimento primário e parte integrante do acabamento original da rocha. Ocorrem ainda grãos de quartzo com granulação areia média esparsos entre os aloquímicos; perfazem menos de 5 % da rocha. Observam-se ainda cristais esparsos de dolomita euhedral (Fotomicrografia 02) de tamanho finamente a médio cristalino (0,125mm-0,270mm), os quais não constituem um mosaico; a dolomita perfaz cerca de 20% a 30% da lâmina. Quanto a eventos de dissolução, foi observado um evento de dissolução possivelmente pós dolomitização, que afetou aloquímicos, em especial oólitos, com dissolução interna parcial dos mesmos. Foi do tipo *fabric*-seletiva (Choquette e Pray 1970), gerando uma porosidade intragranular, a qual foi posteriormente preenchida por calcita espática. Como os espaços foram preenchidos, a porosidade intragranular não foi preservada. A porosidade preservada em lâmina é tardia, não *fabric*-seletiva, uma vez que não guarda relação com a estrutura primária do calcário; a dissolução é aleatória, são pequenos *vugs* não cimentados (Fotomicrografia 03) e essa foi a porosidade/permeabilidade medida nos ensaios petrofísicos realizados em laboratório.

As lâminas representativas do nível 5 apresentam granulação areia grossa a muito grossa e ocorre contaminação por terrígenos: cerca de 30 % da lâmina é composta por grãos de quartzo e feldspato de granulação areia média no geral. O carbonato é um calcarenito impuro, quartzoso; texturalmente é um *grainstone* (Dunham 1962) constituído predominantemente por bioclastos diversos com alguns agregados e raros intraclastos (fotomicrografia 04). Entre os grãos é observada franja isópaca incipiente, mais nítida que as observadas no nível 2. Cristais esparsos

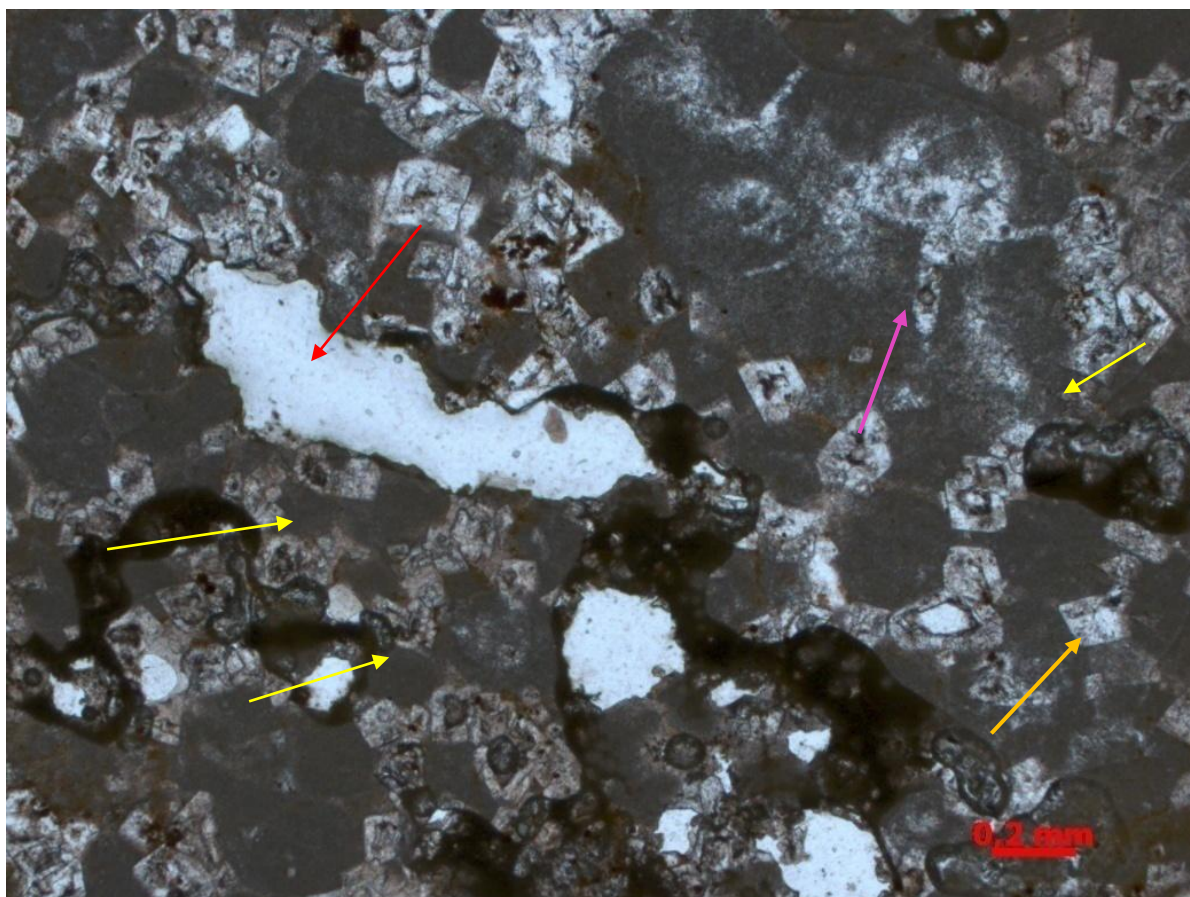
de dolomita compõem menos de 10% da lâmina e no geral são finamente cristalinos (0,125mm-0,25mm). Alguns bioclastos foram afetados por dissolução, aparentemente pós dolomitização, e a porosidade gerada obliterada, uma vez que os espaços gerados foram preenchidos por calcita espática; foi uma dissolução do tipo *fabric*-seletiva. A porosidade observada nas lâminas é mais recente, do tipo *não fabric*-seletiva. A porosidade está mais distribuída por toda a lâmina (fotomicrografia 05), no entanto os poros são menores que os observados no nível 2. Foi observado nas lâminas do nível 5 que os poros estão preenchidos pela impregnação (fotomicrografia 05), o que não ocorre nos poros do nível 2, sugerindo que a permeabilidade do nível 5 seja um pouco mais expressiva que a do nível 2.



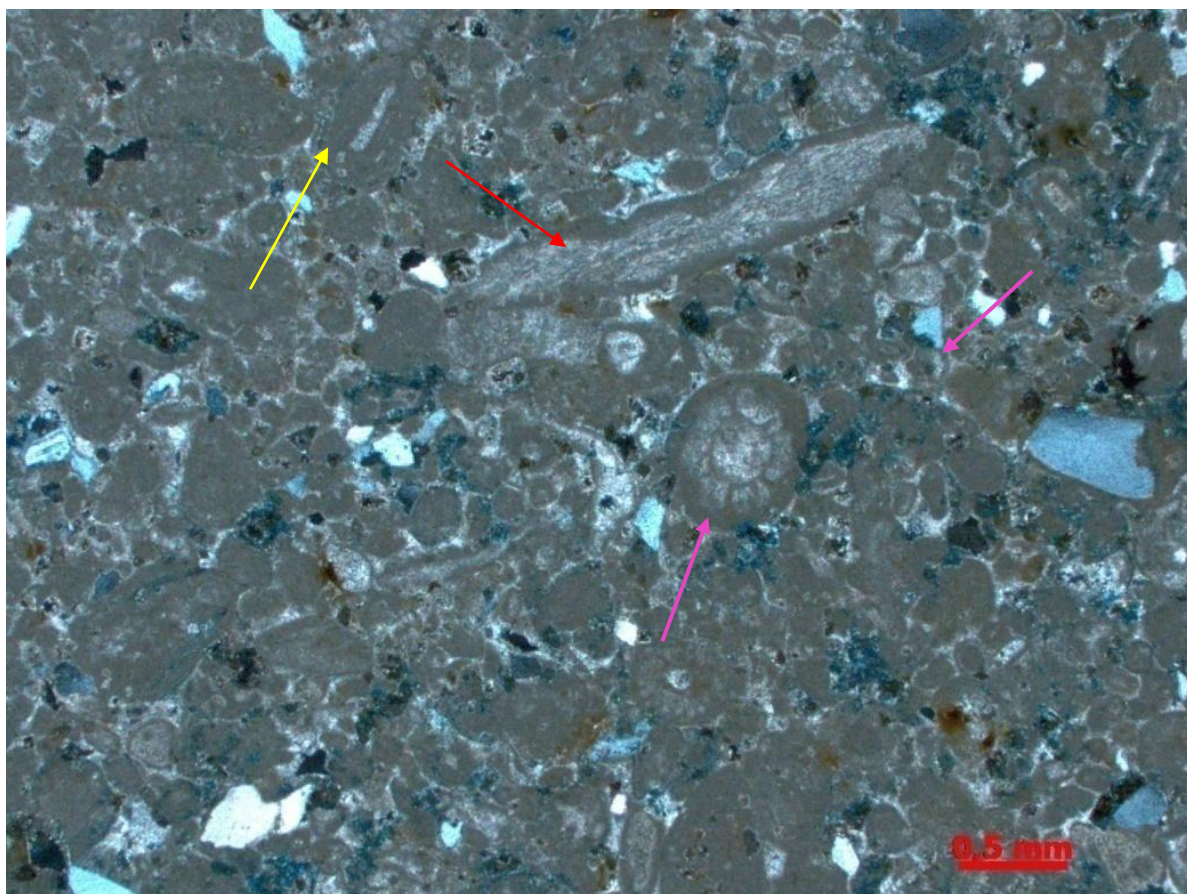
Fotomicrografia 01: Calcarenito com textura variando entre *packstone* a *grainstone* do nível 2 constituído de pseudoóolitos, que são oólitos sem capas concêntricas preservadas (setas verdes), agregados (setas laranjas) e diversos bioclastos (seta amarela) . Franja isópaca incipiente ao redor de alguns aloquímicos (setas vermelhas).



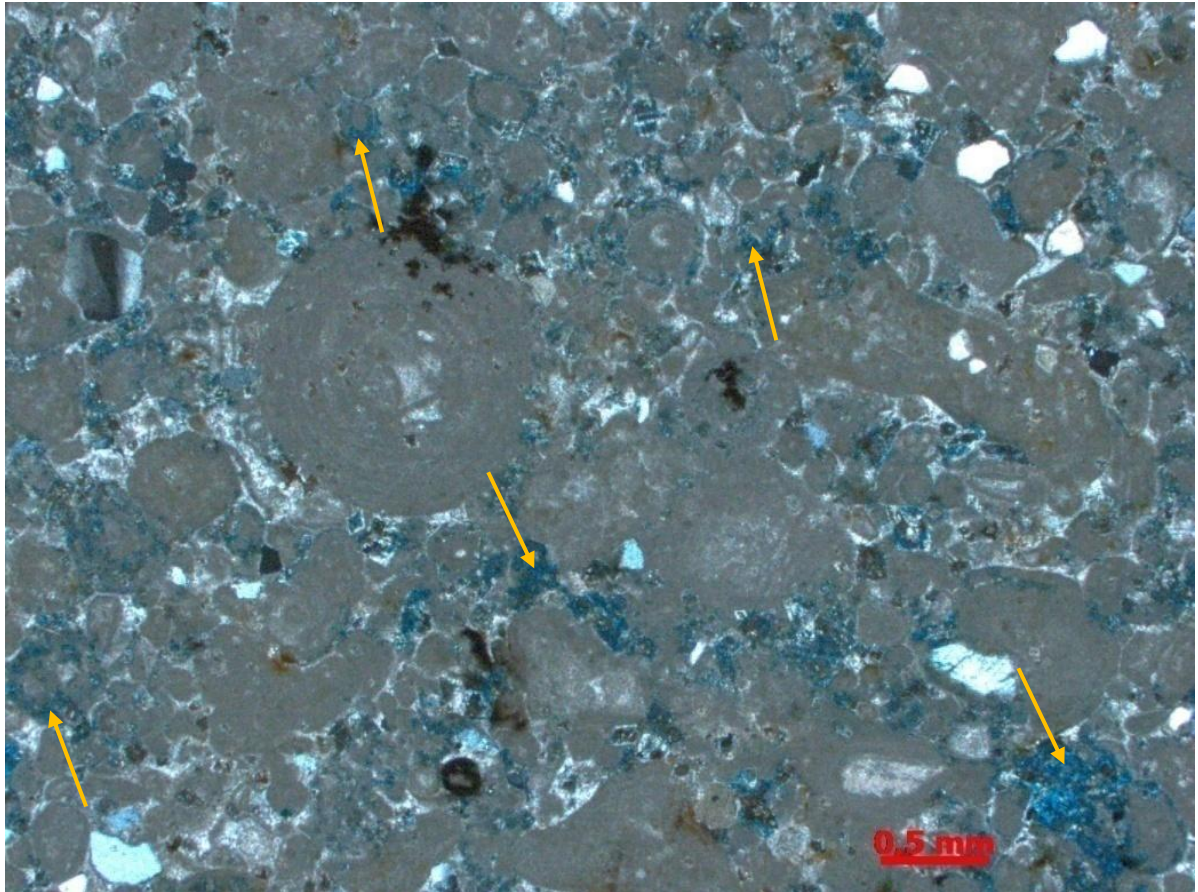
Fotomicrografia 02: Calcarenito dolomítico do nível 2 com cristais de dolomita euhedral apresentando núcleos corroídos (setas).



Fotomicrografia 03: Dissolução aleatória do nível 2. Parte *packstone* do calcarenito dolomítico, evidenciada pela presença de lama carbonática (seta amarela). São observados vugs não cimentados (seta vermelha), dolomitas com núcleos corroídos (seta laranja) e dissolução pós dolomitização (seta rosa).



Fotomicrografia 04: Textura *grainstone* do calcarenito quartoso do nível 5 com oncólitos (seta amarela), agregados (setas rosas) e intraclastos (seta vermelha).



Fotomicrografia 05: O calcarenito do nível 5 é texturalmente um *grainstone*. Apresenta porosidade bem homogênea, distribuída por toda a lâmina (setas)

6. PETROFÍSICA BÁSICA

6.1 Porosidade

A porosidade expressa a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma. É através dela que pode ser medida a capacidade de armazenamento de fluidos. Abaixo seguem breves descrições dos tipos de porosidade:

Porosidade absoluta - Quantifica em relação ao volume total de poros e o volume total de uma rocha. Desta maneira temos:

$$\text{---} \quad \text{(Equação 1)}$$

Onde:

é a porosidade absoluta;

é o volume total de poros da amostra (conectados ou não);

é o volume total da amostra

Porosidade aparente ou efetiva – É a relação entre o volume de poros interconectados e o volume total da rocha. Trata-se uma análise quantitativa para caracterização de reservatórios, uma vez que os fluidos podem se deslocar pelo meio poroso.

Porosidade primária ou original - Ao contrário das porosidades acima descritas, a porosidade primária ou original não apresenta uma classificação física. Sua definição está diretamente relacionada com a gênese, ou seja, os processos de deposição do material sedimentar.

Porosidade secundária – Também não apresentando uma classificação física, a porosidade secundária é aquela resultante de alguns processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas, como a diagênese por exemplo. No caso dos carbonatos, trata-se do mais importante tipo de porosidade,

pois ocorrem os processos de solução (dissolução), dolomitização e fraturamento (Rosa *et al*, 2011).

6.2 Permeabilidade

A permeabilidade expressa o grau de interconectividade entre os poros e/ou fissuras. Ela mede a condutividade de fluidos de um material. Representa o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos. O tamanho, a forma e a interconectividade dos vazios determinam a permeabilidade ou condutividade hidráulica da rocha. Sua medida depende da direção do fluxo do material. A equação de maior utilização prática para estudo do fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, em 1856. (Rosa *et al.*, 2011)

Permeabilidade absoluta (ou do meio) – É a capacidade de transmissão de um fluido no meio poroso que esteja totalmente saturado com esse fluido.

Permeabilidade Efetiva – É considerada quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso. É a capacidade de transmissão de um desses fluidos que saturam o meio poroso considerado. A vazão é menor do que em um meio saturado por apenas uma fase (Figura 12).

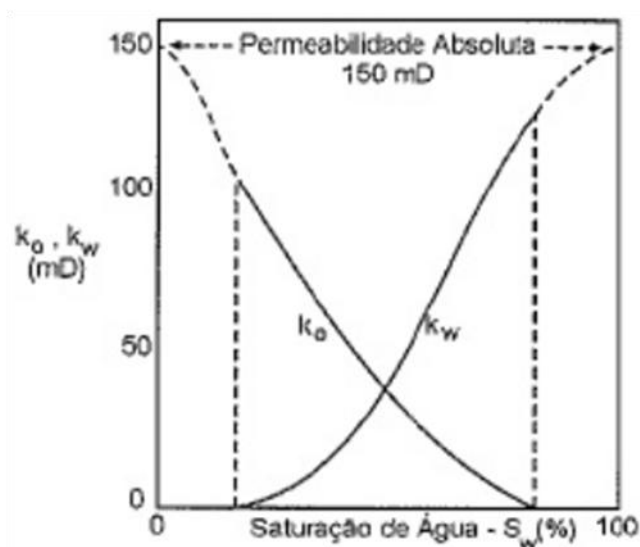


Figura 12: Curvas de permeabilidade efetiva *versus* saturação de água (Thomas, 2001).

Permeabilidade Relativa - O quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta () do meio é denominado permeabilidade relativa ao fluido, que pode ser óleo, água ou gás. (Rosa et al., 2011) (Figura 13)

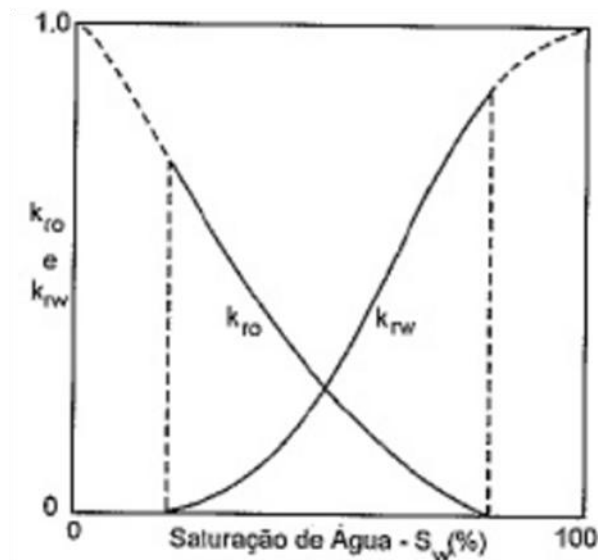


Figura 13: Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água (Thomas, 2001).

(Equação 2)

Onde:

é a vazão volumétrica

é a permeabilidade aparente (sem a correção do fator de Klinkenberg);

é a área aberta ao fluxo;

é o comprimento da amostra;

é a pressão absoluta na face de entrada;

é a pressão absoluta na face de saída;

é a pressão absoluta onde é medida a vazão;

é a viscosidade do fluido

Para o estudo de reservatórios costuma-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização, ou seja, a permeabilidade relativa é uma normalização obtida ao dividir os valores de cada permeabilidade efetiva pelo de permeabilidade absoluta.

Efeito Klinkenberg – As medições de permeabilidade realizadas em laboratórios utilizando gás como fluido tendem a ser maiores que os valores de permeabilidade reais devido ao escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, que proporciona uma maior vazão e, conseqüentemente, uma maior permeabilidade. Esse efeito é conhecido como *efeito Klinkenberg*.

6.3 Massa específica

Massa específica dos sólidos – É definida como a relação entre a massa da rocha e o volume de sólidos. Sabendo que cada litologia apresenta uma massa específica característica, esse parâmetro também auxilia para a definição do conteúdo litológico.

$$\text{---} \quad \text{(Equação 3)}$$

Onde:

é a massa específica dos sólidos;

é a massa dos sólidos;

é o volume de sólidos.

Massa específica aparente seca - É o quociente entre a massa do material seco e volume do material seco.

$$\text{---} \quad \text{(Equação 4)}$$

Onde:

é a massa específica aparente seca;

é a massa do material seco;

é o volume do material seco.

Massa específica aparente saturada - É o quociente entre a massa do material saturado e volume do material saturado.

—————
(Equação 5)

Onde:

é a massa específica saturada ;

é a massa do material saturado;

é o volume do material saturado.

6.4 Análises de Petrofísica básica

As análises realizadas no Laboratório de Experimentos em Mecânica e Tecnologia das Rochas (LEMETRO) – UFRJ utilizaram-se do método da saturação em água das amostras, o que foi possível pelo fato de as mesmas não se desagregarem em água.

Os ensaios para determinação da massa específica aparente seca e saturada e porosidade aparente foram realizados utilizando a norma da ABNT- NBR12766.

Os corpos de prova foram preparados em forma de plugues com seu raio e comprimento medidos com o paquímetro. Posteriormente foram colocados na estufa com o intuito de retirar a umidade e a seguir foram pesados. Após essa etapa, foram colocados submersos a vácuo para melhor saturação. Com a amostra saturada, pesou-se novamente. Desta forma, foram adquiridas as massas seca e saturada e calculadas suas respectivas massa específica aparente seca (Equação 4) e massa específica aparente saturada (Equação 5), bem como a porosidade aparente (Equação 6). Os valores e resultados obtidos estão nas tabelas abaixo:

—————
(Equação 6)

Onde:

é a porosidade aparente;

é a massa do material saturado;

é a massa do material seco;

é o volume do cilindro

Tabela 1: Valores das medidas dos plugues.

Amostra	Altura (cm)	Raio (cm)	Volume (cm ³)
S2-BA	8,78	2,19	131,90
S2-BB	7,99	1,96	96,87
S2-BC	10,69	2,62	229,94
S5-BA	12,73	2,75	302,40
S5-BB	10,49	2,51	207,77
S5-BC	12,74	2,74	300,95

Tabela 2: Valores de massa seca e saturada, porosidade, massa específica seca e saturada.

Índices Físicos - NBR 12766					
Amostra	M. Seca (g)	M. Saturada (g)		(g/cm ³)	(g/cm ³)
S2-BA	301,63	319,51	0,14	2,29	2,42
S2-BB	225,67	236,9	0,12	2,33	2,45
S2-BC	517,43	549,92	0,14	2,25	2,39
S5-BA	754,36	774,62	0,07	2,49	2,56
S5-BB	528,21	538,88	0,05	2,54	2,59
S5-BC	727,49	754,6	0,09	2,42	2,51

Onde:

- porosidade;
- massa específica seca;
- massa específica saturada;

M – massa.

Análises realizadas no Laboratório de Petrofísica Básica da Petrobras/Cenpes foram realizadas com injeção de gás e levaram em consideração a Lei de Boyle para o cálculo dos volumes.

Os procedimentos de petrofísica básica foram efetuados de acordo as recomendações práticas do *American Petroleum Institute* (API-RP, 1998). Utilizou-se o porosímetro Corelab modelo *Ultrapore 400* e permeâmetro Corelab modelos *UltraPerm 300* e *400* (Figura14) com softwares adaptados em *Labview*. A pressão

de confinamento foi aplicada utilizando-se água. As amostras foram colocadas em uma célula tipo *Holder Hidrostático* com pressão de 1000 psi em aço inoxidável.



Figura 14: Porosímetro e permeâmetro Corelab, modelos *UltraPore 400* e *UltraPerm 400*, repectivamente (Silva Jr, 2011).

Foi necessária a remoção da umidade das amostras para que fossem medidos os volumes das amostras secas. Para isso, as mesmas foram colocadas em uma estufa por 24 horas, seguindo-se de resfriamento à temperatura ambiente em dessecadores.

O porosímetro trabalha baseado na Lei Universal dos Gases Perfeitos (Equação 7). Uma câmara interna ao equipamento, com volume conhecido, libera o gás nitrogênio para uma câmara externa contendo a amostra (Figura 15), determinando, desta maneira, o volume de sólidos (). O volume poroso () é calculado por diferença com o volume da amostra. A relação entre volume e pressão é ilustrada na equação 8.

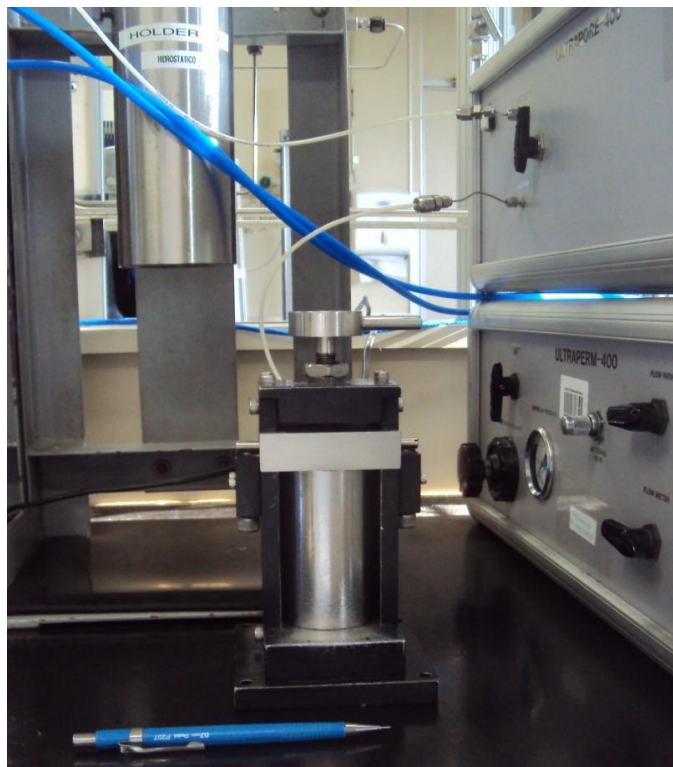


Figura15: Câmera externa (onde fica a amostra) conectada ao porosímetro (Silva Jr, 2011).

(Equação 7)

(Equação 8).

Onde:

é a pressão do gás;

é o volume do gás

é o número de mols;

é a constante de Avogadro

é a temperatura do gás

é a pressão na câmara interna antes da expansão;

é a pressão atmosférica;

é a pressão no sistema após a expansão;

é o volume de câmara interna e das linhas até a válvula de ligação das câmaras

é o volume das linhas e da câmara externa a partir da válvula de ligação das câmaras

O valor de V_{e0} é calculado com a câmara externa vazia, chamado de volume de câmara vazia (). Com a câmara externa ocupada pela amostra, encontra-se outro valor de V_e , conhecido como volume de câmara cheia (). O volume de sólidos () é conhecido através da equação 9.

(Equação 9).

Foi feita a medição da massa seca () e posteriormente o cálculo da massa específica dos sólidos () de acordo com a equação 10. Somente os poros conectados são considerados para medida de V_p . Por isso o V_{e0} e a V_{e0} são valores aparentes.

— (Equação 10)

O cálculo do volume poroso () foi realizado confinando a amostra a uma pressão específica em uma célula de confinamento (Figura 16), obtendo um valor V_p , que corresponde ao V_p e ao volume de linha restante até a válvula de ligação das câmaras, sendo, portanto V_p . O volume de linha () é previamente conhecido. Logo, calcula-se a V_p pela equação 11:

(Equação 11)

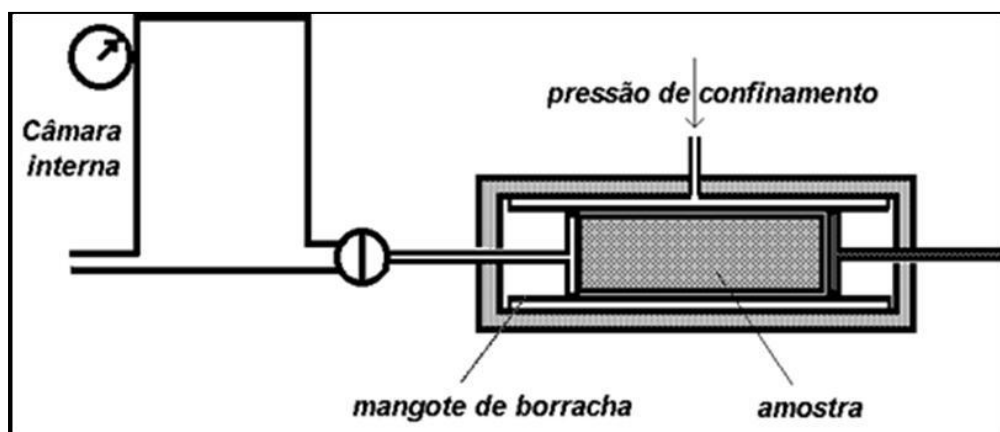


Figura 16: Ilustração das câmaras interna e externa com a pressão de confinamento aplicada na amostra. (Silva JR, 2011)

As análises foram realizadas com pressão confinante de 1000 psi, dada por água no interior de uma célula hidrostática (Figura 17).



Figura 17: Célula hidrostática para plugues de 1,5" a direita e bomba pressurizadora a esquerda. (Silva JR, 2011)

Foi calculada a porosidade efetiva a partir do e através da equação 12, uma vez que a medição do volume total (por geometria poderia apresentar alguma incerteza.

(Equação 12)

A permeabilidade absoluta) foi determinada com o mesmo confinamento descrito anteriormente. Em seguida, um fluxo de nitrogênio foi inserido de forma a atravessar a amostra confinada.

Os parâmetros do fluxo, como a vazão volumétrica (Q) e pressão absoluta das faces de entrada (P_1) e saída (P_2) da amostra, são medidos pelo permeâmetro. Sabendo a área da face de entrada (A_1), o comprimento do plugue (L) e a viscosidade do gás (η), calcula-se permeabilidade aparente (P_a) pela equação 13. Para medidas em plugues, a área da face do corpo de prova (A_c) é descrito na equação 14.

(Equação 13)

(Equação 14)

A é obtida após a correção do fator de *Klinkenberg* (Equação 15).

(Equação 15)

Onde:

é o valor da permeabilidade medido no experimento;

é uma constante (*fator Klinkenberg*, é função do tipo de gás utilizado e da permeabilidade do meio poroso);

é a pressão média aplicada:

é a permeabilidade absoluta.

Os valores e resultados obtidos nos ensaios realizados no CENPES estão na tabela 3:

Tabela 3: Valores calculados no Laboratório de Petrofísica básica do Cenpes.

Dados	Massa e Geometria					Resultados					
Código da Amostra	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Volume Total (cm ³)	Volume de Sólidos (cm ³)	Massa da Amostra (g)	Pressão Confinante (psi)	Permeabilidade Aparente (mD)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Massa Específica dos Grãos (g/cm ³)	Volume Poroso (cm ³)
S2 BA	3,81	7,65	87,22	73,10	200,38	1000	0,1	0,071	15,6	2,74	13,47
S2 BB	3,83	7,60	87,56	76,02	208,13	1000	0,021	0,012	12,6	2,74	10,98
S2 BC	3,78	7,68	86,19	70,56	195,19	1000	0,131	0,092	17,2	2,77	14,67
S5 BA	3,87	7,69	90,46	85,08	233,89	1000	<0,0001	<0,0001	5,0	2,75	4,52
S5 BB	3,83	7,61	87,67	83,63	227,18	1000	0,035	0,021	4,0	2,72	3,44
S5 BC	3,81	7,68	87,56	78,23	214,82	1000	0,114	0,084	9,9	2,75	8,61

7. PRESENÇA DE ARGILOMINERAIS

Para definir a presença de argilominerais e discriminar os minerais presentes nas rochas amostradas na pedreira Carapeba, foi efetuada a análise total de partes das rochas coletadas, onde foi utilizada a amostra total, sem a separação dos componentes/ frações da rocha. Primeiramente as amostras foram trituradas, e em seguida, polvilhou-se o material moído e peneirado a uma abertura de 125 mm sobre uma lâmina impregnada por vaselina. (Figura 18)



Figura 18: Etapas de moagem das rochas e preparação de lâmina delgada pelo método pó.

Pelo método do gotejamento, o pó resultante da moagem foi disposto em lâminas delgadas da seguinte forma: Misturou-se uma quantidade de rocha moída com água destilada, levando-se posteriormente o material ao agitador. Após aproximadamente 10 minutos de decantação, foi recolhida uma pequena quantidade com a pipeta e gotejada sobre a lâmina.

A análise da fração argila pelo método de gotejamento teve por objetivo identificar os minerais existentes apenas na fração argila. Envolveu a separação da argila das demais frações (silte e areia). Foi misturada uma quantidade da rocha moída (20 a 50g) com água destilada (500 ml), agitando-se com o bastão por 2 minutos e posteriormente adicionou-se 5ml de hidróxido de sódio (NaOH) com intuito de deflocular o material, que foi agitado novamente no agitador mecânico. Após 24h em repouso, novamente as amostras foram agitadas, transferindo-as para a coqueteleira, onde ficou por 5 minutos. Cada amostra foi passada em peneira de abertura 0,53mm ou 270 mesh e diretamente recolhida em uma proveta graduada de 1000 ml, completada com água destilada. A parte retida na peneira (fração areia) foi passada para um pequeno *becker* de vidro. A escolha pelo NaOH é devido à rapidez da reação e preservação dos minerais. O objetivo do defloculante é não permitir a dispersão dos componentes, separando, desta forma, o silte da areia.

Logo após a coqueteleira, agitou-se a amostra por aproximadamente 2 minutos e novamente esta descansou por 24 horas. Desta forma, a fração mais pesada (silte) foi para o fundo da proveta, por ação da gravidade, enquanto a parte mais fina ficou em suspensão. Retirou-se a argila por meio de sucção e adicionou-se ácido clorídrico (HCl – 1N), que funciona como agente catalisador, com a finalidade de promover maior agilidade na deposição da argila. Toda a amostra foi centrifugada em aparelho da marca Himac – CR21 – HITACHI, à rotação de 15000rpm, depois lavada com água destilada e agitada com bastão de vidro de modo a retirar os reagentes utilizados. Para confirmar que todo reagente teria sido retirado da amostra, usaram-se algumas gotas de nitrato de prata (AgNO_3), pois, ao reagir com tais componentes, este forma um precipitado branco.

Com o intuito de retirar as impurezas das amostras, iniciou-se a separação dos argilominerais, envolvendo basicamente a retirada de carbonatos através da solução tampão com pH 5.

Os resultados de difração de raios-X com as amostras *in natura* das rochas trituradas identificaram a presença de carbonatos, sendo predominante a calcita (carbonatos de cálcio) (Figura 19). No nível 2, a mineralogia das argilas demonstrou-se predominante em ilitas e caulinitas e em menores proporções as esmectitas e interestratificados regulares de ilitas-esmectitas (Figura 20). O nível 5 é caracterizado por ilitas e caulinitas (Figura 21).

Para autenticar o resultado, realizou-se um teste utilizando-se ácido clorídrico concentrado gotejado diretamente sobre as amostras de rochas moídas, confirmando-se a predominância de carbonatos nas amostras estudadas. Essa análise sugere a presença predominante de calcita, uma vez que esta efervesceu fortemente com HCl a frio.

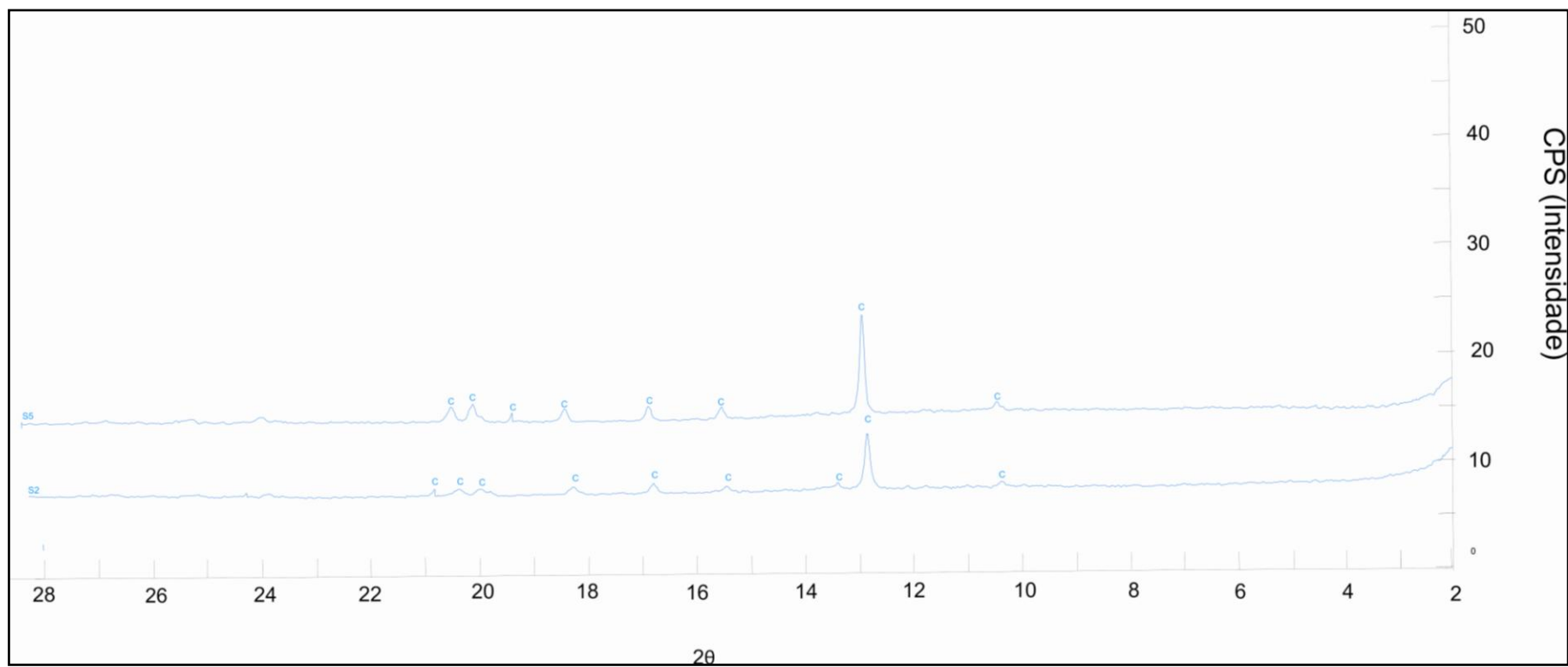


Figura 19: Difratogramas das amostras totais dos níveis 2 (S2) e 5 (S5) mostrando os carbonatos (C= calcita).

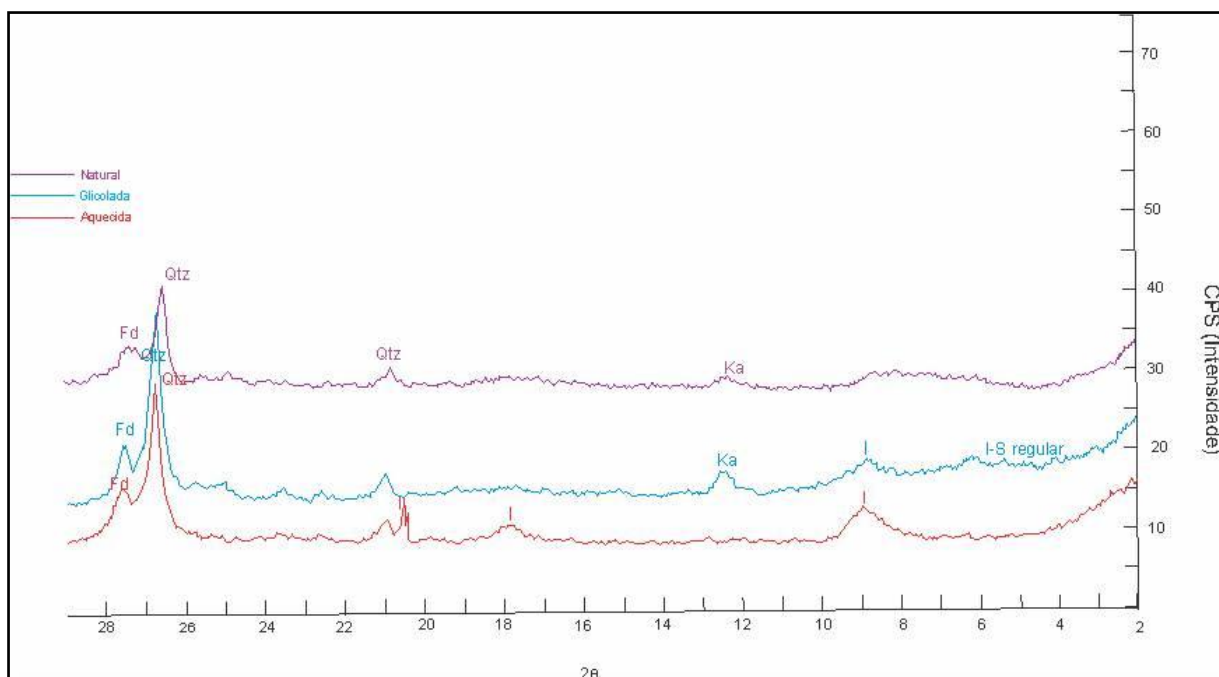


Figura 20: Mineralogia das argilas do nível 2 (S2) (Qtz = quartzo, Fd = feldspato, I = ilita, Ka = caulinita, I-S regular = ilita-esmectita interestratificado).

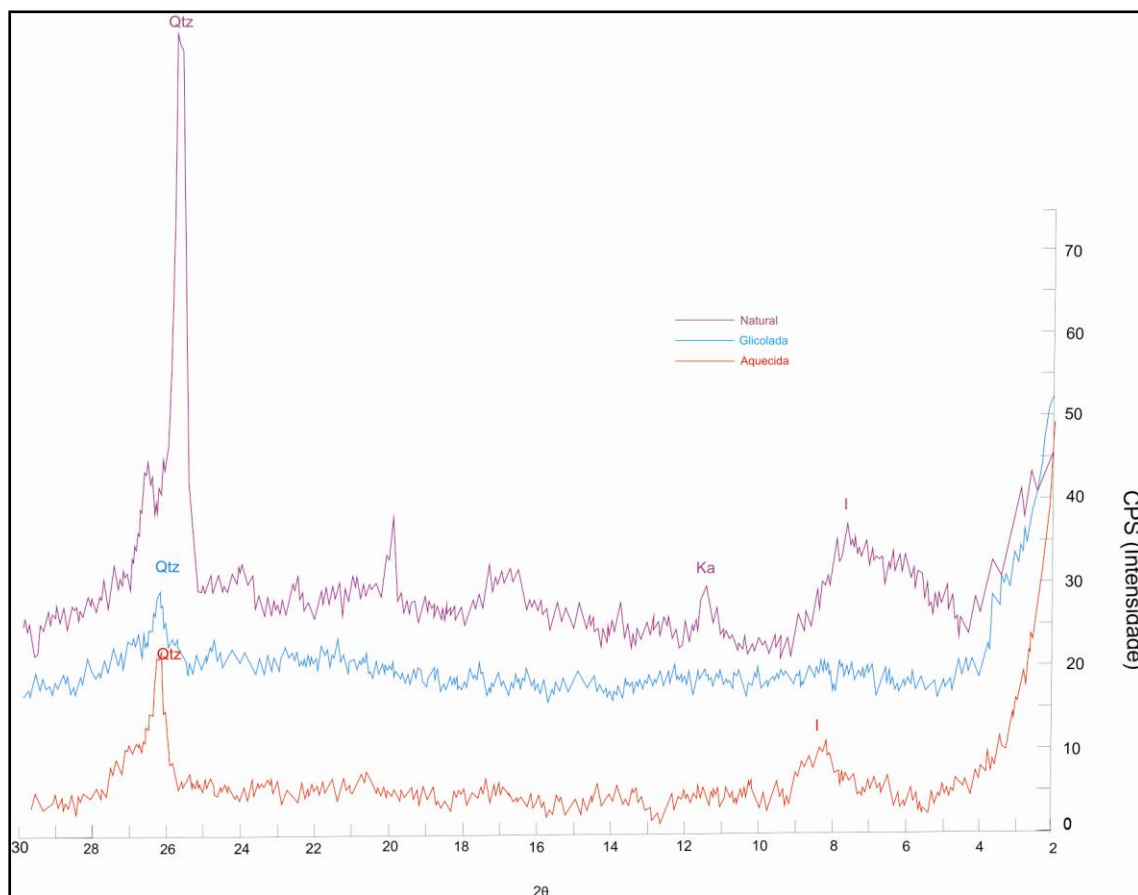


Figura 21: Mineralogia das argilas do nível 5 (S5). (Qtz = quartzo, I = ilita, Ka = caulinita).

8. CONCLUSÕES

Os resultados da pesquisa efetuada na Pedreira Carapeba, situada na Bacia de Sergipe abrangeu dois níveis (2 e 5) que constaram principalmente de ensaios petrofísicos e de estudos petrográficos e nos dois principais métodos de estudo abordados demonstraram resultados coerentes descritos no parágrafo abaixo. Conforme verificado em lâminas petrográficas do nível 2, o calcarenito dolomítico é texturalmente um *packstone a grainstone* (Dunham 1962), onde em parte da lâmina observa-se a presença de lama carbonática (*packstone*) e em outras partes, ao invés de lama carbonática, observa-se a presença de cimento na forma de delgada franja isópaca ao redor de grãos (*grainstone*). A rocha apresenta ainda contaminação por grãos terrígenos, quartzo em especial, mas contém ainda fragmentos subordinados de feldspato. Em ambos os níveis estudados, a porosidade observada é diagenética, secundária e tardia, do tipo *não fabric*-seletiva. No nível 5, os poros observados estão mais distribuídos, enquanto que no nível 2 eles apresentam tamanhos maiores e em menor quantidade. A impregnação das lâminas ocorre melhor distribuída no nível 5, sugerindo uma melhor permeabilidade, ainda que pequena, enquanto no nível 2 nem todos os poros foram tingidos. A presença dos argilominerais encontrados nos difratogramas poderia estar relacionada à lama carbonática presente em partes da rocha ou eventualmente pela alteração de terrígenos (feldspato e mica), que ocorrem na área, embora feldspatos ou micas não tenham sido identificados nas lâminas delgadas do nível 2. No nível 5, o calcarenito não apresenta lama associada e, para análise das argilas, houve a necessidade de modificar a amplitude do difratograma, aumentando desta forma os picos, para melhor identificação dos argilominerais. A presença da caulinita pode ser explicada devido à existência de feldspato encontrado nas lâminas petrográficas sugerindo alteração dos mesmos.

Os estudos das lâminas petrográficas corroboram com os resultados das análises de petrofísica básica realizadas nos laboratórios da universidade e do CENPES. Ambos demonstraram que os níveis 2 e 5 possuem baixa porosidade e permeabilidade, não satisfazendo, desta forma, as características necessárias para que a rocha seja considerada bom reservatório.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended practices for core analysis, second edition*: Recommended Practice RP40, New York, 1998. (API-RP40).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT (1992) Rochas para Revestimento- Determinação de massa específica aparente, porosidade aparente e absorção d'água aparente. NBR 12766, outubro.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L.C. (1970) Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **Bulletin of American Association of Petroleum Geologists**, v. 54, n. 2, p. 207-250.

DUNHAM, R. J. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. **Memoir AAPG**, n.1. p.108 -121.

FALCONE, C. M. O. Sedimentação mista carbonato-siliciclástica durante o Alboaptiano na porção emersa da bacia Sergipe-Alagoas. Tese de doutorado, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Rio Grande do Sul, 2006. 211p.

FIGUEIREDO, A.L.C. Fácies carbonáticas e potencial reservatório da Formação Salitre Neoproterozóica na Bacia de Irecê, Bahia, Brasil. Dissertação (Monografia) – Bahia 2011. 126 p.

FOLK, R. L. (1959) Practical petrographic classification of limestones. **Bulletin of American Association os Petroleum Geologists**, v. 43, n. 1, p. 1 -38.

FOLK, R.L. (1962) Spectral subdivision in limestone type. **Memoir AAPG**, n. 1, p. 62-84.

GARCIA, A.J.V., BARREIRO, C.B., MIZUSAKI, A. M. P. Análise de Transição de Pré-Rifte/Rifte (Formações Serraria e Barra de Itiúba) da Bacia Sergipe-Alagoas. 2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, 2003. 6p.

NETO, O. P. A. C., LIMA, W. S., CRUZ, F. E. G. (2007) Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.15, n. 2, p. 405-415.

PONTE, F. C. & ASMUS, H. E. 1976. The Brazilian Marginal Basins: current state of knowledge. An. Acad. Bras. Ciências, 48: 215-239.

RANGEL, C. V. G. T. Estudo Paleoambiental dos Carbonatos do Albiano Superior na Bacia de Sergipe – Uma abordagem microfaciológica. Tese de mestrado, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. 133p.

ROSA, A., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011.

SILVA JR., P.C.R. Permoporosidade em carbonatos sob diferentes escalas de amostragem e pressões confinantes. Dissertação (Monografia)- Rio de Janeiro 2011. 51p.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. São Paulo: Editora Interciência, 2001